



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE
MÉXICO**

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Tipos y características de tuberías
para elaboración de pozos
petroleros**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Gómez Herrera Kevin

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Velasco Esquivel José Agustín



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017



INDICE

INDICE DE FIGURAS	6
INDICE DE TABLAS	10
Objetivo	12
Introducción	12
1. Procesos de fabricación.....	14
1.1 Proceso de fabricación de tuberías y perfiles.....	17
1.2 Proceso de fabricación tubería rolada y doblada	19
1.3 Proceso de fabricación de tubería U – O.....	21
1.4 Procesos de fabricación de alta frecuencia.....	23
1.5 Proceso de fabricación de tubería espiral.....	25
1.6 Proceso de fabricación de tubería sin costura	27
2. Tipos de tuberías	30
2.1 Tubería de perforación.....	31
2.1.1 Tubería pesada Heavy – Weight (HW).....	31
2.1.2 Lastrabarrenas Drill – Collars (DC)	32
2.2 Tuberías de revestimiento	34
2.2.1 Tubería conductora	36
2.2.2 Tubería superficial.	37
2.2.3 Tubería intermedia	38
2.2.4 Tubería de explotación	39
2.2.5 Tubería corta (liner).....	40
2.2.6 Tubería de complemento (tie - back)	41
2.2.7 Complemento corto (stub)	42
2.2.8 Sin aparejo de producción (tubingless).....	42
2.3 Tubería de producción	43
2.4 Otro tipo de tuberías	44
2.4.1 Perforación con tubería de revestimiento (casing - drilling).....	44
2.4.2 Tuberías expandible.....	48



2.4.3 Tubería flexible	51
3. Tipos de roscas y conexiones (juntas)	56
3.1 Clases de juntas (de acuerdo a su forma de unión).....	56
3.2 Tipos de juntas	57
3.2.1 API	60
3.2.2 Premium.....	60
3.3 Ejemplos de algunos productos de Tenaris Tamsa.	62
4. Esfuerzos	66
5. Tipos de Fallas en Tuberías.....	70
5.1 Cedencia.....	71
5.2 Efectos de Imperfecciones.....	72
5.3 Colapso	75
5.4 Tensión.....	76
5.5 Estallamiento.....	76
5.6 Desgaste.....	78
5.7 Corrosión	78
5.8 Pandeo	79
5.9 Balonamiento.....	79
5.10 Pistón	80
5.11 Fallas de Juntas.....	81
5.12 Operación donde se presentan mayores esfuerzos	83
5.13 Pruebas e inspecciones en tuberías	84
6. Tubería fibra de vidrio	88
6.1 Diseño estándar y API (superficial) / RED THREADD II	89
6.2 Tuberías de Producción y Tuberías de Revestimiento de Fibra de Vidrio.....	91
6.3 Conexión (Tubería de Producción y Tubería de Revestimiento.)..	93
6.3.1 Conexiones (ACT, PGT, SSS, TAB).	94
7. Aplicaciones de aleaciones.....	99
7.1 Aleaciones de JFE Steel Corporation OCTG	99



7.1.1	Revestimiento de alto colapso.....	100
7.1.2	Pozo profundo.....	100
7.1.3	Servicio corrosivo especial (Ácido Sulfúrico - H ₂ S).....	101
7.1.4	Servicio de baja temperatura.....	101
7.1.5	Servicio corrosivo (Bióxido de Carbono - CO ₂).....	102
7.1.6	Servicio corrosivo (Bióxido de Carbono - CO ₂) de alta resistencia y alta temperatura.	102
7.2	Aleaciones de Tenaris Tamsa	103
7.2.1	Tubería de Revestimiento de alto colapso	103
7.2.2	Baja temperatura	104
7.2.3	Alta ductilidad (Tensión).....	104
7.2.4	Servicio térmico (para crudo pesado).....	105
7.2.5	Servicio corrosivo extremo (Ácido Sulfúrico - H ₂ S)	105
7.2.6	Alto colapso y servicio corrosivo (Ácido Sulfúrico - H ₂ S) ..	106
7.2.7	Servicio crítico (Bióxido de Carbono - CO ₂).....	106
7.2.8	Aleaciones resistentes a la corrosión (porcentaje 13% o mayor de cromo).....	107
7.3	Aleaciones API	108
8.	Selección de Tubería de Revestimiento	111
8.2	Proceso general para la selección de Tubería de Revestimiento .	111
8.3	Selección de T.R. superficial	114
8.3.1	Consideraciones para T.R. Superficial.....	114
8.4	Selección de T.R. intermedia.....	125
8.4.1	Consideraciones para T.R. Intermedia.	125
8.5	Selección de T.R. de explotación	141
8.5.1	Consideraciones para T.R. Explotación.	141
8.6	Corrección de resistencia al colapso y cedencia del tubo de revestimiento.....	149
8.7	Fórmulas usadas generalmente en tuberías de pozos petroleros	161
9.	Normas.....	171



9.1 Normas de PEMEX	171
9.2 Normas ASTM	171
9.3 Normas API	174
9.4 Estándares ISO	175
Recomendaciones.....	178
Conclusión	180
Glosario.....	182
BIBLIOGRAFIA	188



INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1	Proceso de fabricación de acero.....	16
Figura 1.2	Proceso de fabricación de tubería y perfiles.	18
Figura 1.3	Proceso de fabricación de rolada y doblada.....	20
Figura 1.4	Proceso de fabricación de tubería U - O.....	22
Figura 1.5	Proceso de fabricación de alta frecuencia.	24
Figura 1.6	Proceso de fabricación de tubería espiral.....	26
Figura 1.7	Proceso de fabricación de tubería sin costuras.....	28
Figura 2.1	Esfuerzos en tuberías (son representados con las flechas)..	30
Figura 2.2	Tubería pesada (HW).....	32
Figura 2.3	Lastrabarrenas liso.....	33
Figura 2.4	Lastrabarrenas con diseño de espiral.....	33
Figura 2.5	Colocación de tuberías de revestimiento (forma telescópica).	34
Figura 2.6	Esquema de ubicación de tuberías de revestimiento.....	36
Figura 2.7	Tubería de revestimiento conductora.....	37
Figura 2.8	Tubería de revestimiento superficial.	38
Figura 2.9	Tubería de revestimiento intermedia.	39
Figura 2.10	Tubería de revestimiento explotación.....	40
Figura 2.11	Tubería corta (liner).	41
Figura 2.12	Esquema representativo de tubería de revestimiento.....	42
Figura 2.13	Esquema de tubería de producción.	43



INDICE DE FIGURAS

Figura 2.14 Esquema de arreglo de fondo BHA.	44
Figura 2.15 Esquema de arreglo de fondo BHA para perforación con tubería de revestimiento.	45
Figura 2.16 Arreglo de motor direccional para perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento.	46
Figura 2.17 Sistema de expansión de tubería sólida y como se deforma el tubular.	48
Figura 2.18 Deformación del cono de expansión a la tubería	49
Figura 2.19 Unidad de tubería flexible.	51
Figura 2.20 Tubería flexible empleada en perforación direccional	52
Figura 2.21 Arreglos para intervención con tubería flexible y un solo montaje.	54
Figura 3.1 Junta tipo acoplada.	56
Figura 3.2 Junta tipo integral.	57
Figura 3.3 Junta del tipo recalcada.	57
Figura 3.4 Junta de tipo formada.	58
Figura 3.5 Junta de tipo lisa.	58
Figura 3.6 Junta del tipo acoplada.	59
Figura 3.7 Esquema de tipo de roscas (API, Premium).	59
Figura 4.1 Esfuerzo en tuberías de tensión (son representados con las flechas).	66



INDICE DE FIGURAS

Figura 4.2 Esfuerzo en tuberías de compresión (son representados con las flechas).....	67
Figura 4.3 Esfuerzo presión interna (son representados con las flechas).	67
Figura 4.4 Esfuerzo presión externa (son representados con las flechas).	68
Figura 4.5 Esfuerzo de torsión (son representados con las flechas).....	68
Figura 5.1 Comportamiento elástico de un tubo.	71
Figura 5.3 Diagrama del contorno de una tubería ovalada.....	73
Figura 5.4 Diagrama de la excentricidad de una tubería.	74
Figura 5.5 Daño por colapso en la tubería.	75
Figura 5.6 Comportamiento de colapso en una tubería.	75
Figura 5.7 Daño por tensión en la tubería	76
Figura 5.8 Daño por estallamiento en la tubería.	77
Figura 5.9 Comportamiento de modelo biaxial.	77
Figura 5.10 Daño por corrosión de la tubería	78
Figura 5.11 Pandeo.....	79
Figura 5.12 Balonamiento de inflación línea roja e inverso línea amarilla.	80
Figura 5.13 Efecto pistón.	80
Figura 5.14 Daños por carga axial en conexiones (1 fractura y 2 corte de rosca).	81



INDICE DE FIGURAS

Figura 5.15 Falla por diseño de rosca.	82
Figura 5.16 Francas de colores del estado de la tubería.....	86
Figura 6.1 Tubería de fibra de vidrio (superficial).	88
Figura 6.8 Unión ACT de fibra de vidrio	93
Figura 6.9 Unión ACT de fibra de vidrio.....	94
Figura 6.10 Unión PGT de fibra de vidrio.....	95
Figura 6.11 Unión SSS de fibra de vidrio.....	96
Figura 6.12 Unión TAB de fibra de vidrio.....	97
Figura 8.1 Grafica de correcciones biaxiales por efectos tensionales y de compresión en la resistencia a la presión de colapso y estallamiento del tubular.	113



INDICE DE TABLAS

Tabla 5.2 Relación de cedencia de algunos grados de tubería API.....	72
Tabla 6.2 Tubería superficial de fibra de vidrio.....	89
Tabla 6.3 Propiedades de la tubería de línea (superficial).....	89
Tabla 6.4 Propiedades del material de la tubería línea (superficial	90
Tabla 6.5 Tubería dentro del pozo de fibra de vidrio.....	91
Tabla 6.6 Propiedades del material de la tubería dentro del pozo.	92
Tabla 6.7 Propiedades de la tubería dentro del pozo.	92
Tabla 7.1 Composición y propiedades mecánicas de acero para alto colapso.....	100
Tabla 7.2 Composición y propiedades mecánicas de acero para pozos profundos.	100
Tabla 7.3 Composición y propiedades mecánicas de acero para Ácido Sulfúrico – H ₂ S.....	101
Tabla 7.4 Composición y propiedades mecánicas de acero para pozos profundos	101
Tabla 7.5 Composición y propiedades mecánicas de acero para Bióxido de Carbono - CO ₂	102
Tabla 7.6 Composición y propiedades mecánicas de acero para Bióxido de Carbono - CO ₂ alta.....	102
Tabla 7.7 Propiedades mecánicas de acero para alto colapso.....	103
Tabla 7.8 Propiedades mecánicas de acero para baja temperatura. ...	104



INDICE DE TABLAS

Tabla 7.9 Propiedades mecánicas de acero para alta tensión.	104
Tabla 7.10 Propiedades mecánicas de acero para servicio térmico (crudo pesado).	105
Tabla 7.11 Propiedades mecánicas de acero para	105
Tabla 7.12 Propiedades mecánicas de acero para alto colapso y corrosión	106
Tabla 7.13 Propiedades mecánicas de acero para Bióxido de Carbono - CO ₂	106
Tabla 7.14 Composición y propiedades mecánicas de acero para corrosión.	107
Tabla 7.15 Aplicación de grados de tuberías API.....	108
Tabla 7.16 Relación de cedencia y grados de tubería API.	109
Tabla 8.3 Resistencia del colapso en presencia de un esfuerzo axial (Tensión) para acero de grado N-80 y L-80.	158
Tabla 8.4 Resistencia del colapso en presencia de un esfuerzo axial (Tensión) para acero de grado J - 55 y K - 55.	159

Objetivo

Proporciona el conocimiento práctico necesario sobre las características de las distintas tuberías empleadas en la elaboración de un pozo petrolero y ayudar a generar un mejor criterio al elegir un tubular que posea las características que mejor se ajusten a las condiciones del pozo.

Introducción

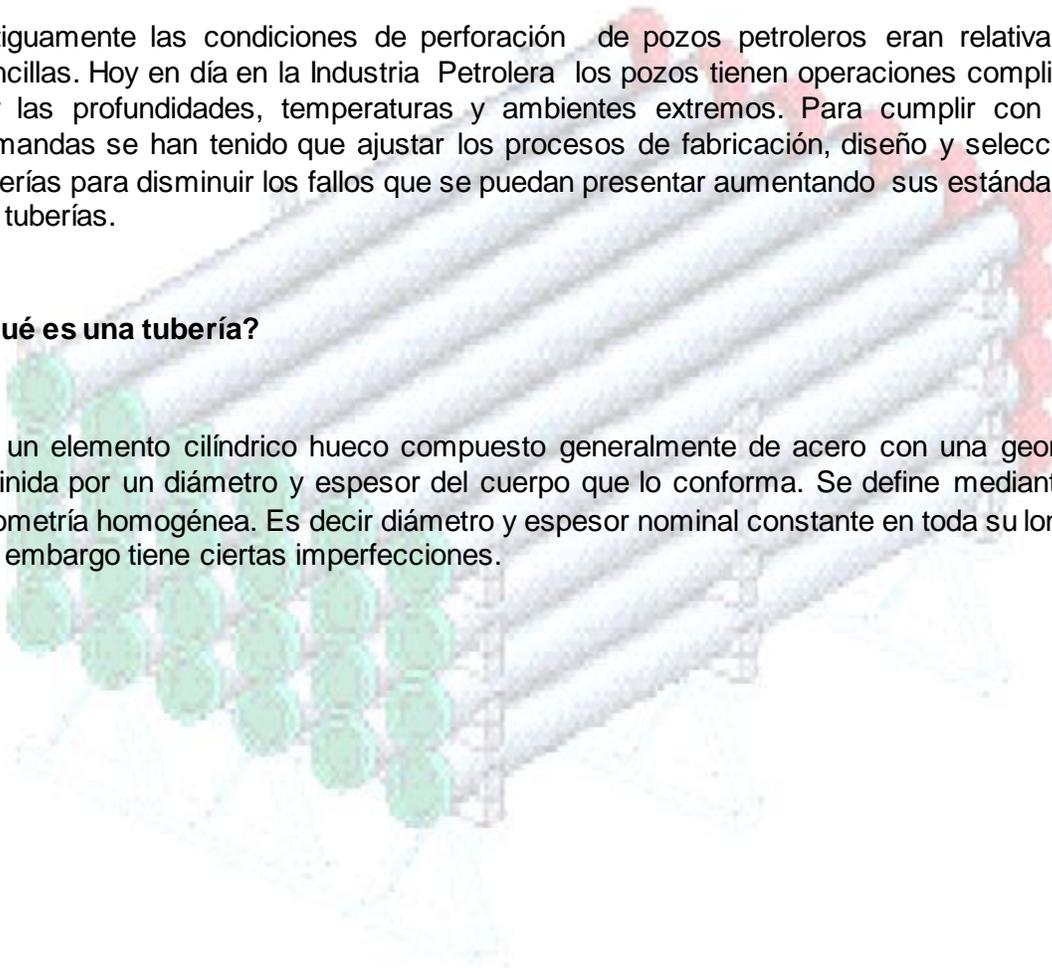
Esta tesis hace referencia hacia los distintos tipos y características de tuberías usadas en la elaboración de Pozos Petroleros. Están divididos por tres distintas funciones que desempeñan principalmente que son perforación, revestimiento y producción.

Las tuberías tienen variaciones para satisfacer las necesidades de la Industria Petrolera por lo que se obtienen tuberías con cualidades en sus materiales compuestas por aleaciones como la fibra de vidrio. Esto fue debido a las distintas condiciones que se presentan en el interior del pozo y esfuerzos a los que están sometidos.

Antiguamente las condiciones de perforación de pozos petroleros eran relativamente sencillas. Hoy en día en la Industria Petrolera los pozos tienen operaciones complicadas por las profundidades, temperaturas y ambientes extremos. Para cumplir con estas demandas se han tenido que ajustar los procesos de fabricación, diseño y selección de tuberías para disminuir los fallos que se puedan presentar aumentando sus estándares en las tuberías.

¿Qué es una tubería?

Es un elemento cilíndrico hueco compuesto generalmente de acero con una geometría definida por un diámetro y espesor del cuerpo que lo conforma. Se define mediante una geometría homogénea. Es decir diámetro y espesor nominal constante en toda su longitud, sin embargo tiene ciertas imperfecciones.





PROCESOS DE FABRICACIÓN



Procesos de fabricación

En la fabricación de tuberías es de importancia su tipo de material acero es un metal refinado y carbono. Se obtiene a partir de la combinación de lingotes de hierro combinado con otros elementos químicos. Los aceros se dividen en ordinarios y especiales:

- ◆ Los aceros ordinarios tienen tres elementos principales que son el hierro, carbono y manganeso no superan el 1.5% del peso en su composición de la aleación, los aceros ordinarios entre el 1% a 1.5% de carbono se consideran aceros de bajo contenido de carbono.
- ◆ Los aceros especiales se hacen como los ordinarios pero se le agregan otros elementos tales como níquel, cromo, molibdeno, cobre, vanadio y tungsteno.

Existen otros materiales para la fabricación de tuberías como son:

- ◆ Fibra de vidrio
- ◆ Aluminio
- ◆ Plásticos
- ◆ Etc.

En la elaboración del acero es necesario iniciar el proceso desde la materia prima hasta su aleación de acero final. La fabricación de los tubos se describe a continuación:

- ◆ Para iniciar el proceso de elaboración es necesario hacer la proporción adecuada de la mezcla del acero con las características deseadas de los materiales por medio de la planta de sintetizado y en los hornos de coque en este caso el carbón.
- ◆ Se coloca la mezcla en un horno de fundición que se encuentra a más de 1500° C para así fundirla y retirar las impurezas (llamadas escoria).
- ◆ Pasa el material caliente a ciertos procesos que son:
 - Desfosforización: Remoción de fósforo.
 - Desulfuración: Remoción de azufre o compuestos,
 - Desiliconización: Remoción de sílice.

- ◆ Se vuelve a calentar, pueden ser calentadas en dos diferentes tipos de hornos.



Procesos de fabricación

- Horno eléctrico (usa energía eléctrica para generar calor, tiene mayor control de la temperatura, mayor costo de funcionamiento, mejor calidad del acero, etc.) en esta etapa se le agregan los elementos que requiera para obtener la aleación deseada.
 - ❖ Se coloca posteriormente en el tratamiento de cucharón o lingoteo en el cual tiene los procesos de VAO (desgasificación de olla de colado en vacío) y VCD (desoxidación de acero por carbono en vacío).
- Horno de reducción directa (refina la mezcla agregando elementos químicos, usa oxígeno comprimido para llegar a su temperatura deseada, etc.) posteriormente se efectúan los tratamientos siguientes:
 - ❖ Remoción de escoria: Quita el arrabio (es un acero con mucho % de carbono causando que este sea muy quebradizo).
 - ❖ Inyección de polvos (ajusta las condiciones del acero).
 - ❖ Desgasificación al vacío: remoción de gases del acero.
 - ❖ Horno de cucharón o lingoteo: es la etapa en que se agregan otros elementos para generar la aleación que se requiere.
 - ❖ Adición de calcio: Limpieza de la aleación.
- ◆ Al terminar estos procesos se puede disponer de esta aleación para lingotes o a colada continua.

Para mayor referencia consulte el diagrama figura 1.1 (etapas de fabricación de acero desde la materia prima hasta la obtención del grado de acero).

Procesos de fabricación

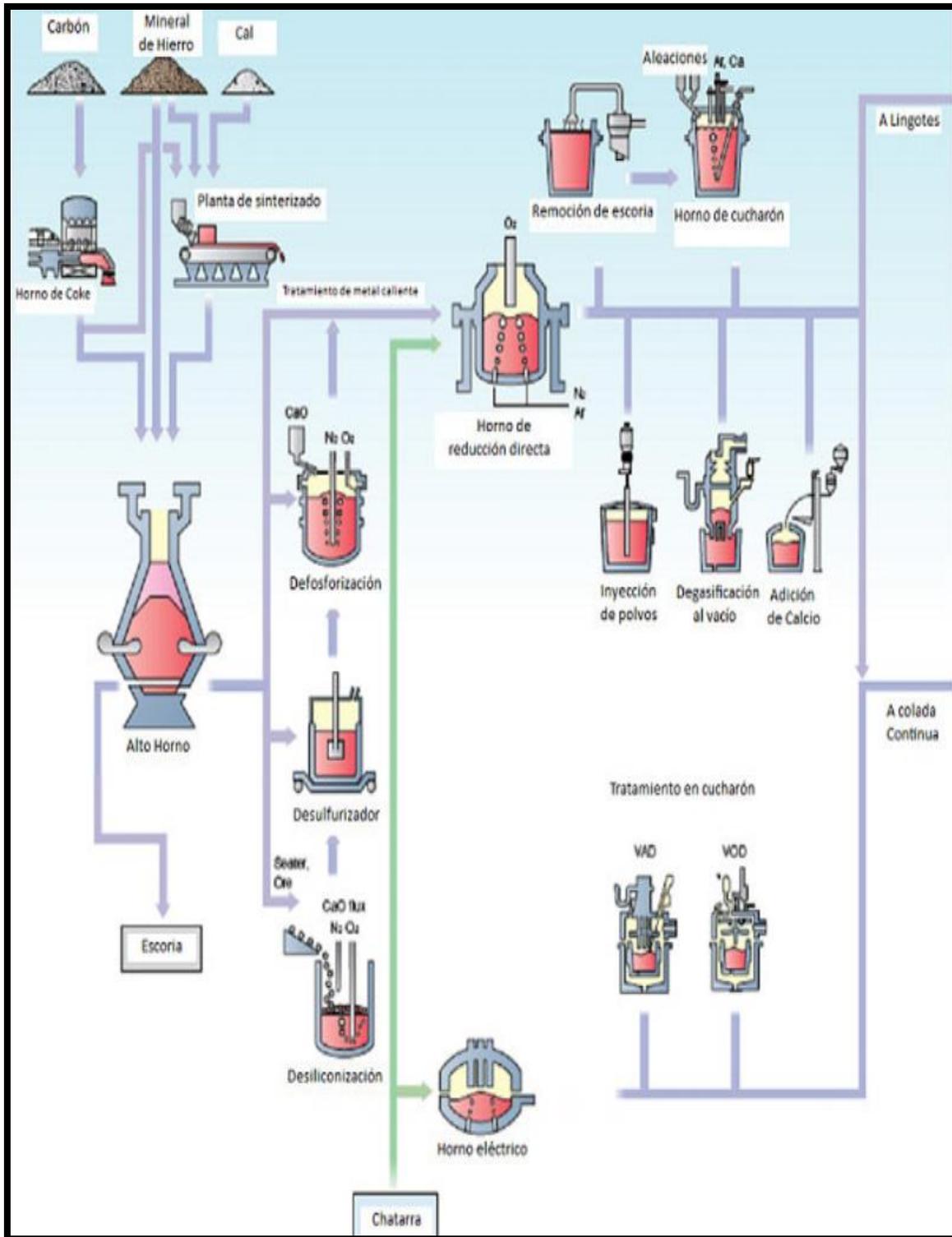


Figura 1.1
Proceso de fabricación de acero.

Fuente: Manual de Ingeniería Quadcom, S.A. de C.V.



Procesos de fabricación

Proceso de fabricación de tuberías y perfiles

El proceso de moldeado de acero para forjar tuberías da inicio en los hornos de reducción de la aleación, posteriormente se dirigen al vaciado de lingotes o hacia la máquina de colada continua. Se hacen en forma de planchas o bigas y reducen el calibre hasta obtener el tamaño deseado.

- ◆ En caso de las vigas pasa por otro horno para recalentar a 900° C para hacer el hueco del interior de la tubería y con un terminado en frío o caliente estas tuberías son:
 - Tubo sin costuras terminado en caliente.
 - Tubo sin costuras terminado en frío.

- ◆ En las planchas de acero se eleva su temperatura nuevamente para darle la forma de tubular, placas, barras, rieles, etc. (por medio de rolada en caliente principalmente) estos son los productos finales:
 - Placas
 - Tubo fabricado con proceso de arco sumergido.
 - Tubo fabricado con el proceso de soldadura de alta frecuencia.
 - Tubo empatado.
 - Laminas.
 - ◆ Rolada en caliente.
 - ◆ Rolada en frío.
 - ◆ Galvanizada.
 - Hoja de lata.
 - Barra y rieles.

Para mayor referencia consulte el diagrama de la figura 1.2 (etapas de fabricación desde la aleación hasta los distintos tipos de formación de tuberías).

Procesos de fabricación

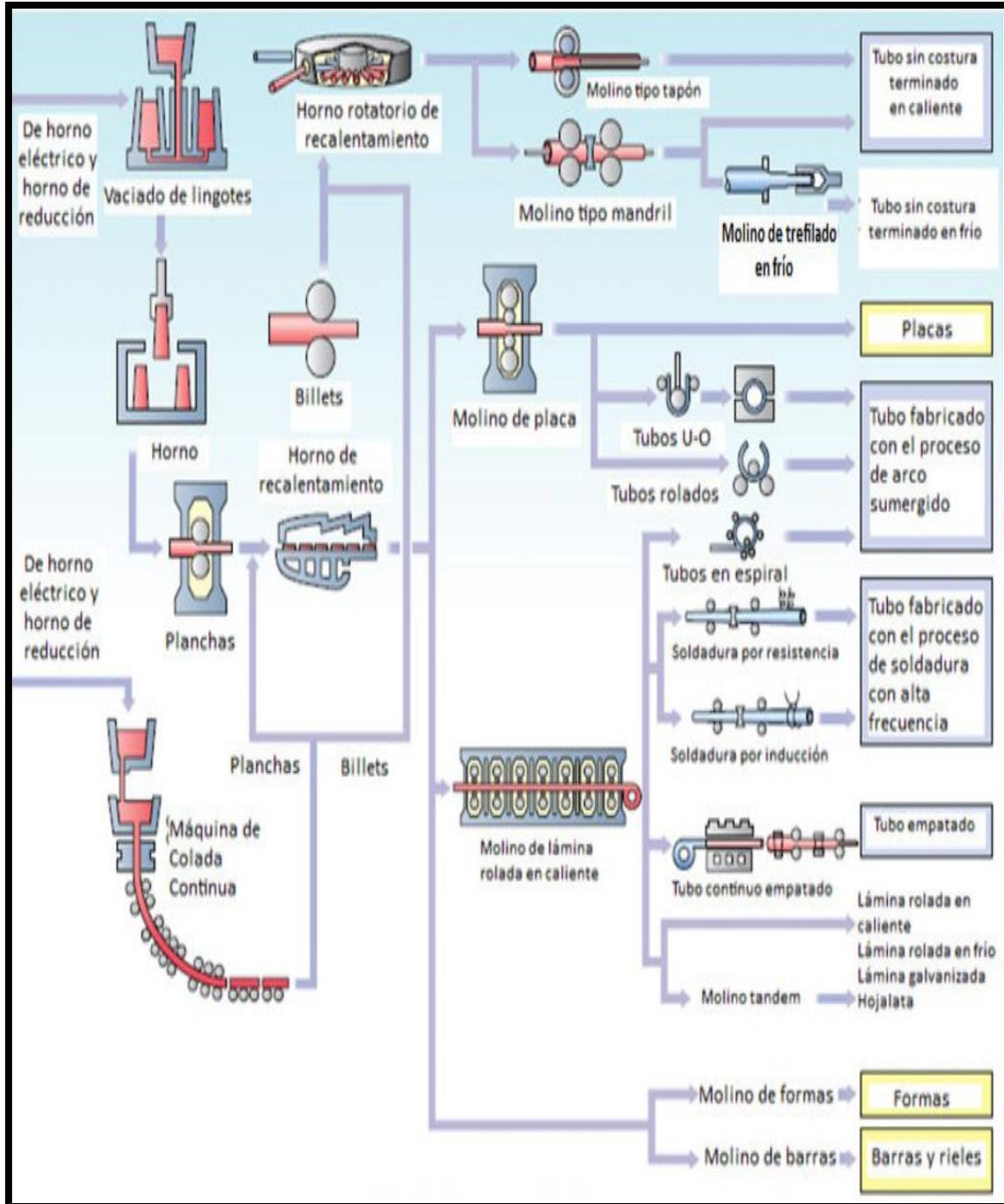


Figura 1.2
Proceso de fabricación de tubería y perfiles.
Quadcom, S.A. de C.V.

Fuente: Manual de Ingeniería



Procesos de fabricación

Proceso de fabricación tubería rolada y doblada

En la fabricación de tubería con el método de rolada y doblado es dar la curva poco a poco a la lámina hasta haber formado el tubo como se explica:

- ◆ El proceso de fabricación comienza con el corte y biselado (terminado de los bordes ayuda al soldar el empalme de la lámina en este caso) de la lámina de acero.
- ◆ Se empieza a moldear por el método de rolado (consiste en proporcionar la curvatura por medio del uso de rodillos) y doblado.
- ◆ La pieza es punteada con soldadura para que mantenga su forma y ser soldada.
- ◆ Es redondeada, se aplican acabados de extremos y empates (unión de tramos de tubo).
- ◆ Se someten a pruebas no destructivas.
- ◆ Inspección visual y dimensional.
- ◆ Biselado, acabados y recubrimientos.

Para mayor referencia consulte el diagrama de la figura 1.3 (etapas de fabricación desde se que se tiene la placa asta los acabados y recubrimientos).

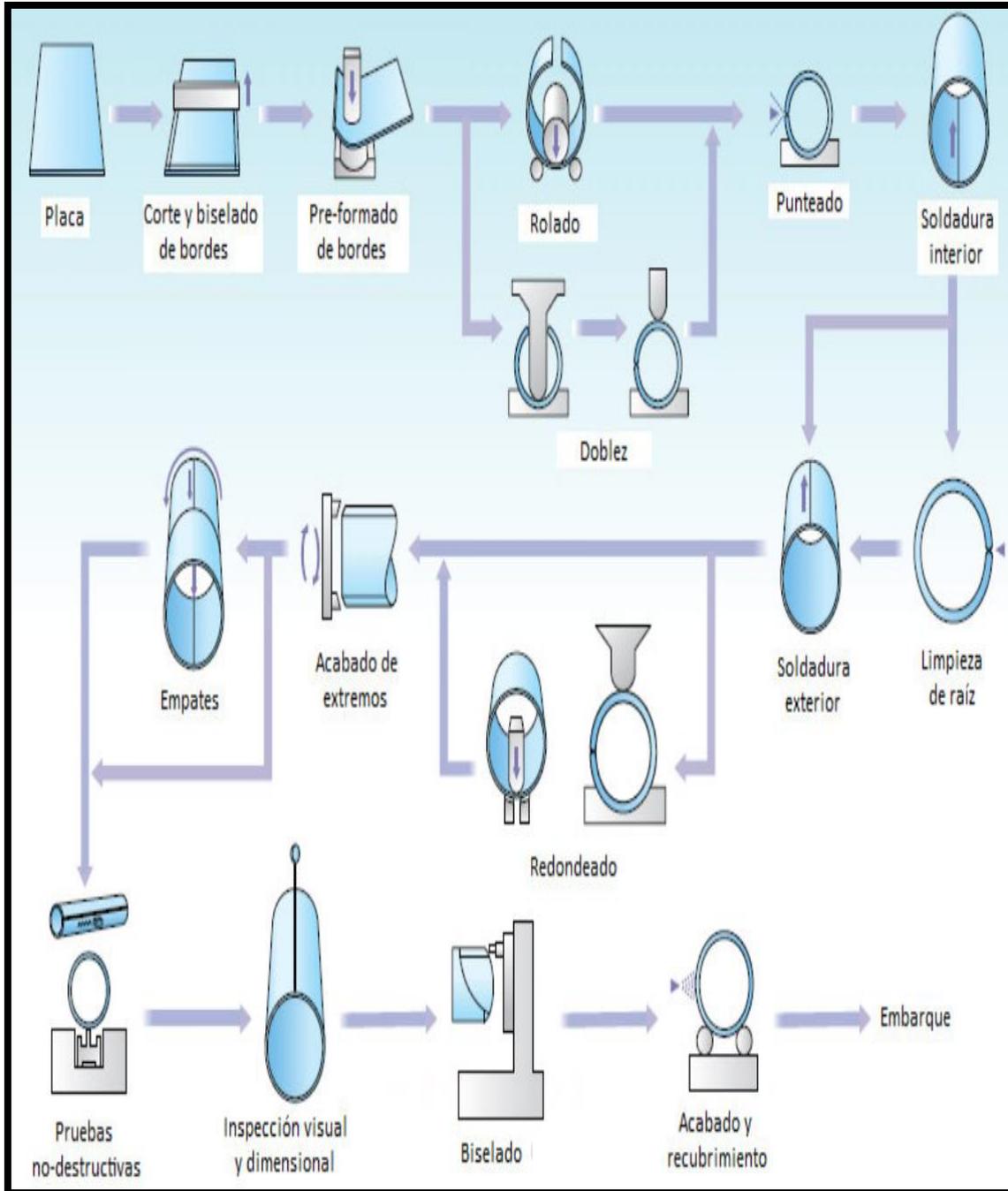


Figura 1.3
Proceso de fabricación de rolada y doblada.
Quadcom, S.A. de C.V.

Fuente: Manual de Ingeniería



Procesos de fabricación

Proceso de fabricación de tubería U – O

El proceso de fabricación de tubería U - O, se le ha dado ese nombre por la manera de formar la tubería a partir de una lámina como se describe a continuación:

- ◆ Inspección de placa con ultrasonido (identifica y caracteriza daños internos).
- ◆ Corte y biselado de bordes (es el terminado que tiene la lámina para mejorar el empalme al ser soldada).
- ◆ Predoblado de bordes.
- ◆ Formado en u: Se dobla en forma de u para facilitar la etapa de doblado siguiente.
- ◆ Formado en o: Se unen las dos orillas de la lámina para así formar el tubular.
- ◆ Puntuado: Mantiene la forma cilíndrica de la lámina.
- ◆ Soldadura interior y exterior.
- ◆ Inspecciones.
 - Preliminar
 - Ultrasonido.
 - Rayos x: Su función es para saber corrosión, erosión, grosor de las paredes y la calidad de la soldadura.
- ◆ Expansión mecánica es la abertura que se aplica en un extremo para colocar una rosca posterior.
- ◆ Tratamiento térmico: Mejora propiedades del acero.
- ◆ Prueba hidrostática y secado.
 - Hidrostática: Comprueba por medio de un líquido (puede ser agua o alguno no corrosivo) su hermeticidad y soldadura.
- ◆ Inspección de ultrasonido y rayos x
- ◆ Acabados de extremos (roscas y bordes).
- ◆ Inspecciones finales.
 - Visual y dimensional.
 - Rayos x de extremos.
 - Ultrasonido de extremos.
 - Del cliente.
 - Medición y peso.
- ◆ Recubrimiento interior y exterior si es necesario y finalizar con la colocación del marcaje.

Para mayor referencia consulte el diagrama de la figura 1.4 (etapas de fabricación desde la inspección de la placa hasta en recubrimiento y marcaje de sus especificaciones en el cuerpo del tubo).

Procesos de fabricación

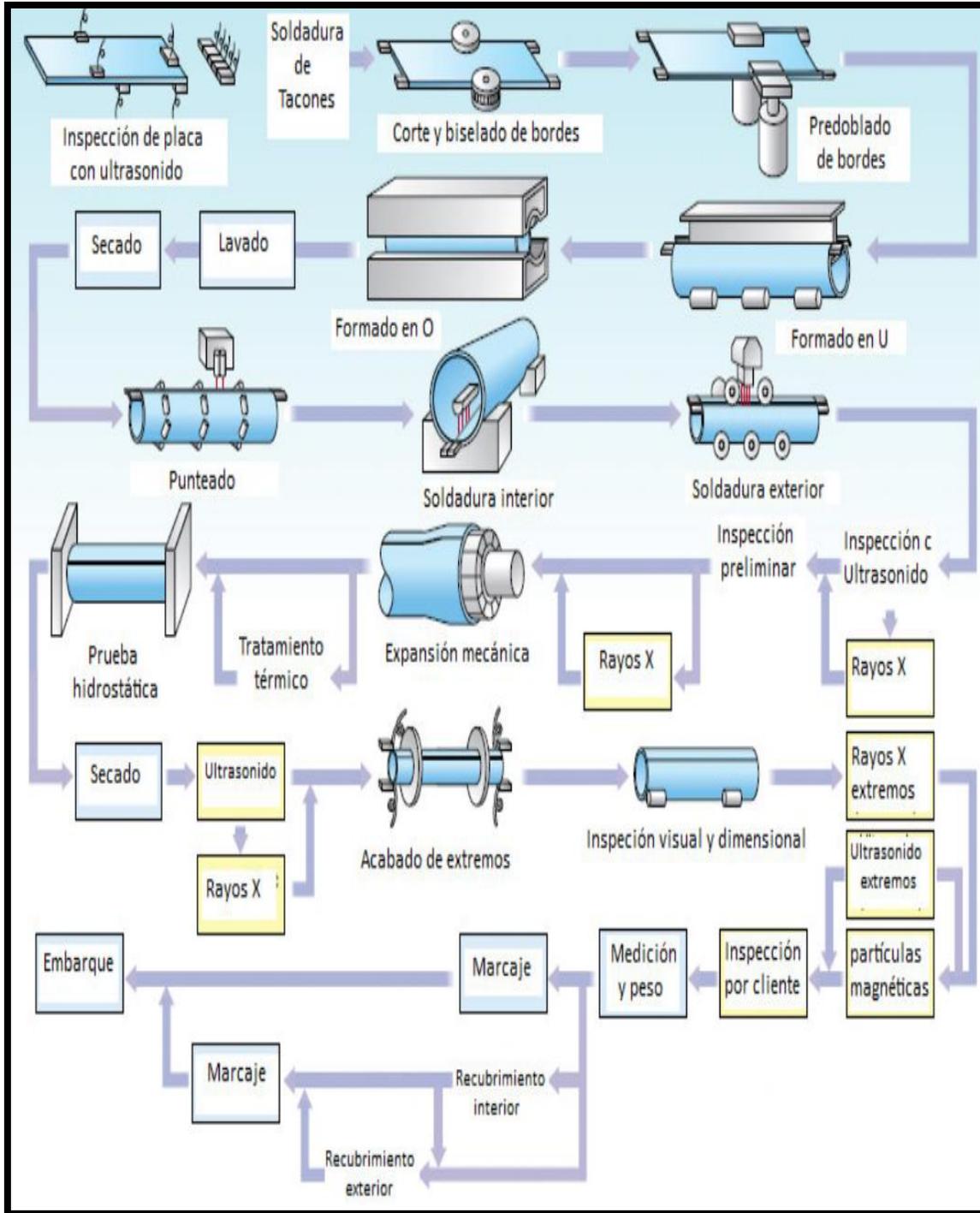


Figura 1.4
Proceso de fabricación de tubería U - O.
S.A. de C.V.

Fuente: Manual de Ingeniería Quadcom,



Procesos de fabricación

Procesos de fabricación de alta frecuencia

Para hacer una tubería de alta frecuencia (es la unión causada por el paso de energía eléctrica que genera calor suficiente para unirlos) es necesario un proceso:

- ◆ Ya obtenido el rollo de lámina rolada en caliente se realizan los acabados de bordes posteriormente inspecciona los bordes con ultrasonido.
- ◆ Se dobla la lámina por medio de rodillos hasta obtener el tubo, se solda con la soldadura de alta frecuencia quitando el rebabeado del interior y exterior de la tubería.
- ◆ Se inspecciona con ultrasonido antes de ser llevada al tratamiento térmico y enfriamiento.
- ◆ Es cortado el tubular de las dimensiones requeridas para proseguir con las pruebas de aplastamiento (destruccion), hidrostática y de ultrasonido.
- ◆ Son realizados los acabados de los extremos.
- ◆ Realizan inspecciones finales.
 - Completa
 - Visual y dimensional
 - Por el cliente
 - Medición y peso

- ◆ Pasando todas estas inspecciones se procede a colocar el marcaje.

Para mayor referencia consulte el diagrama de la figura 1.5 (etapas de fabricacion desde el royo de la lámina hasta el marcaje de las especificaciones en el cuerpo del tubo).

Procesos de fabricación

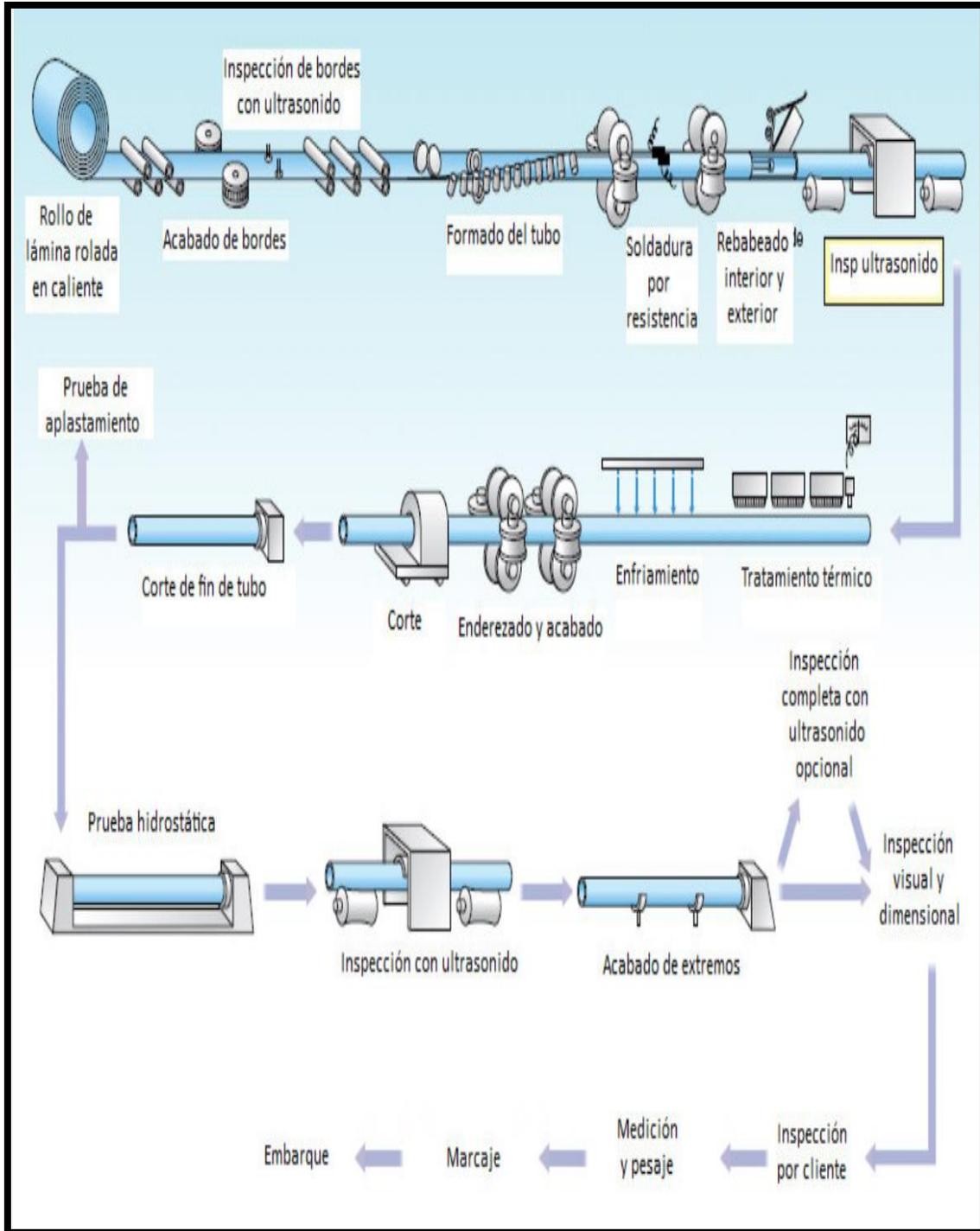


Figura 1.5
Proceso de fabricación de alta frecuencia.
S.A. de C.V.

Fuente: Manual de Ingeniería Quadcom,



Procesos de fabricación

Proceso de fabricación de tubería espiral

Esta clase de tubería es formada por la lámina de acero al ser doblada y soldada de manera que se enrolle en forma de espiral donde da origen al tubular como se explica a continuación:

- ◆ Para iniciar el proceso fabricación de la tubería se nivela la lámina del rollo para que sea del grosor requerido y uniforme.
- ◆ Se escuadran los extremos siendo empatado posteriormente realizando el acabado de bordes y biselado de la lámina.
- ◆ Es formada la tubería de espiral por medio de rodillos y soldada tanto del interior como de la parte externa del tubular.
- ◆ Se inspecciona por ultrasonido la costura de espiral y es cortada.
- ◆ Inspecciones:
 - Visual.
 - Ultrasonido.
 - Radiográfica: Es la imagen del tubular que genera los rayos x.
 - Dimensional.
- ◆ Prueba hidrostática, acabados de extremos y biselados de los mismos.
- ◆ Inspecciones finales:
 - Visual y dimensional.
 - Radiográfica de extremos.
 - Del cliente.
 - Medición y peso.
- ◆ Aprobadas las inspecciones se procede con el marcaje del tubo.

Para mayor referencia consulte el diagrama de la figura 1.6 (etapas de fabricación desde el royo de la lámina hasta el marcaje de las especificaciones en el cuerpo del tubo).

Procesos de fabricación

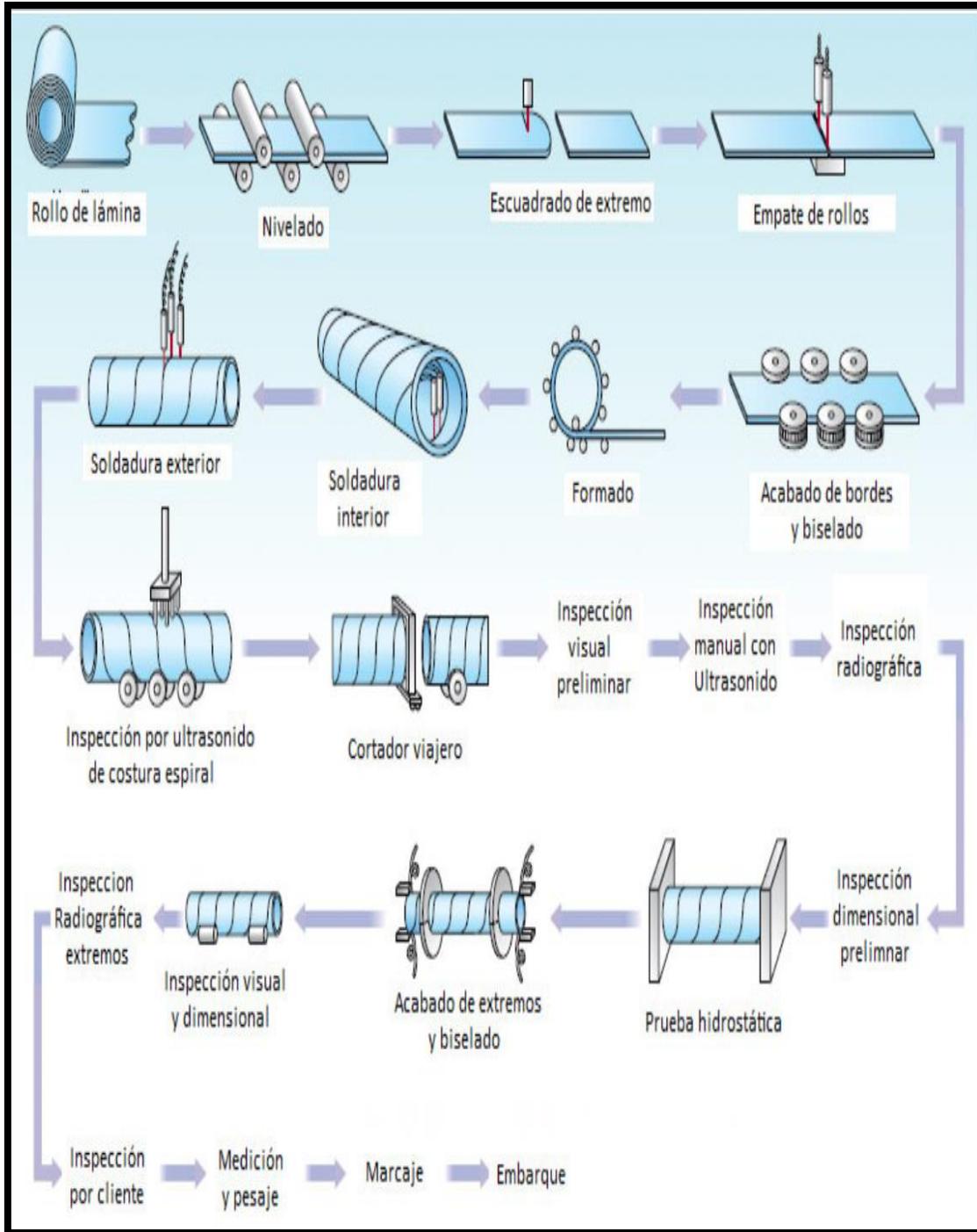


Figura 1.6
Proceso de fabricación de tubería espiral.

Fuente: Manual de Ingeniería Quadcom, S.A. de C.V.



Procesos de fabricación

Proceso de fabricación de tubería sin costura

La tubería sin costura como su nombre lo indica es una tubería que no tiene ninguna unión, siendo moldeada de una barra cilíndrica de acero su proceso de fabricación es:

- ◆ Obtenido el cilindro de acero es calentado en un horno rotatorio hasta 900° C.
- ◆ Se prosigue hacer el hueco del interior del cilindro por las etapas:
 - Trepanador
 - Elongador.
 - Molino de tapón.
 - Banco de estirado.
- ◆ Es recalentado nuevamente a 900° C, se pasa al tren de acabados (se realizan los terminados de los extremos).
- ◆ Son aplicados los tratamientos térmicos y de enfriamiento.
- ◆ Es enderezado y se le realizan las siguientes inspecciones:
 - Electromagnética : Identifica defectos de longitud y transversales
 - Visual y dimensional.
 - Ultrasonido.
- ◆ Prueba hidrostática a la tubería, la medición, peso y el marcaje de la misma.

Para mayor referencia consulte el diagrama de la figura 1.7 (etapas de fabricación desde la obtención de el cilindro de acero o barra de acero cilíndrico hasta el marcaje de las especificaciones en el cuerpo del tubo).

Procesos de fabricación

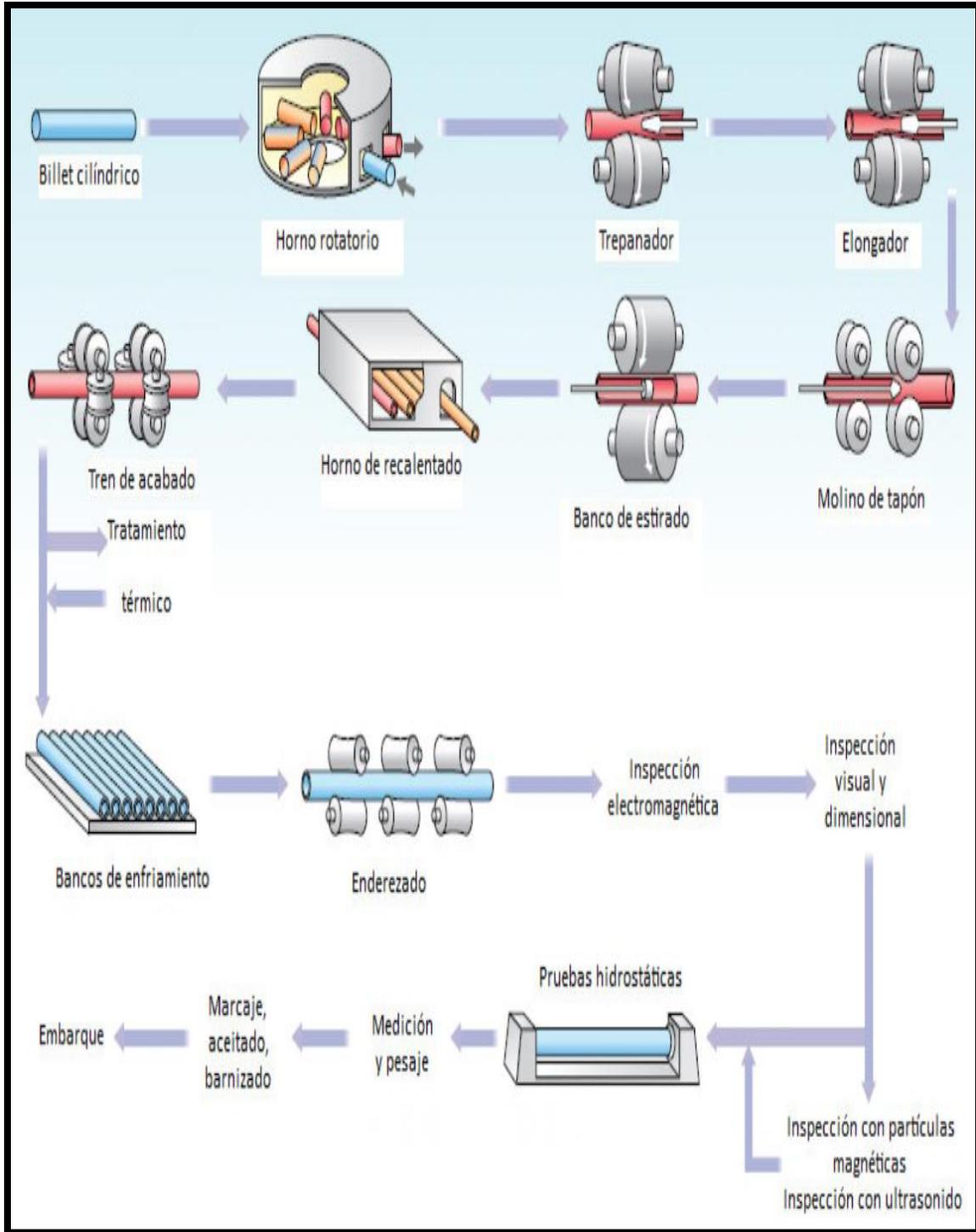


Figura 1.7
Proceso de fabricación de tubería sin costuras.
Quadcom, S.A. de C.V.

Fuente: Manual de Ingeniería



TIPOS DE TUBERÍAS

Tipos de tuberías

El uso que se asigna a las tuberías es de gran importancia por el cual garantiza el control de las instalaciones para el mejor aprovechamiento. Dentro de la ingeniería en perforación de pozos las tuberías tienen un papel fundamental y con diversas funciones; se ha manejado una clasificación por objetivo y por función al ser clasificadas por objetivo permite definir en la función de operación que debe realizar y en donde será empleada la tubería:

- ◆ Tubería de perforación.
- ◆ Tubería de revestimiento.
- ◆ Tubería de producción.

Al ser usadas en las distintas funciones en la elaboración de un pozo estarán sometidas a fuerzas significativas durante las operaciones, su selección tendrán que soportar los siguientes esfuerzos (ver figura 2.1 representa con flechas la forma de los esfuerzos de presión interna, externa, axial y de torsión se pueden presentar en el cuerpo del tubo):

- ◆ Presión externa (colapso).
- ◆ Presión interna (estallamiento).
- ◆ Carga axial (tensión y compresión).
- ◆ Torsión (para tuberías de perforación sin motor de fondo).

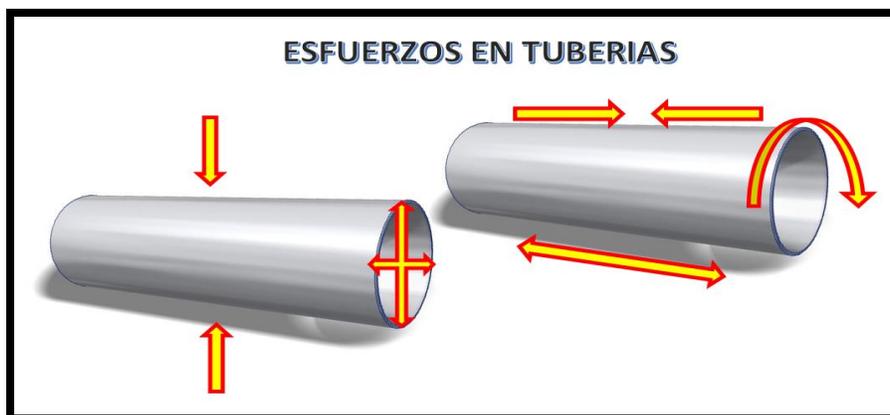


Figura 2.1
Esfuerzos en tuberías (son representados con las flechas).



Tipos de tuberías

Tubería de perforación

La tubería de perforación es utilizada para la transmisión de energía de la meza rotatoria hacia la barrena en el fondo del agujero y a conducir el fluido de control al pozo, lleva a cabo los trabajos durante la operación de perforación por lo que se le conoce como tubería de trabajo, está expuesta a múltiples esfuerzos en la realización de las operaciones y a condiciones de:

- ◆ Presión alta.
 - Internas.
 - Externas.
- ◆ Tensión y compresión.
- ◆ Temperaturas altas.
- ◆ Temperaturas bajas.
- ◆ Corrosión.
- ◆ Desgaste.

Tubería pesada Heavy – Weight (HW)

La tubería pesada (heavy - weight) es un componente de peso fue desarrollado en los años de 1960 tiene un mayor espesor de la pared, uniones más largas y refuerzo en el centro del tubular en comparación con las tuberías de perforación, se utilizan como auxiliar a la sarta de perforación en la transmisión de esfuerzos entre la tubería de perforación y los lastrarbarrenas (ver figura 2.2 representación general de la forma del cuerpo de la tubería que posee la tubería pesada).

El uso que tiene en la perforación es:

- ◆ Proporciona un cambio gradual de rigidez a la frágil tubería de perforación reduciendo así la fatiga de ésta.
- ◆ Se puede usar como peso flexible para perforaciones direccionales y en perforación vertical.
- ◆ Como miembro de peso para generar presión hacia la barrena permitiendo perforar a alta velocidad de rotación como menor torsión.
- ◆ Reduce el desgaste y deterioro de la sarta de perforación al mismo tiempo ayuda a evitar pegaduras.

Tipos de tuberías

Características de la tubería pesada Heavy – Weight (HW):

- ◆ Unión de tubería (24" y 30" de longitud en in.) (609-6 y 762 mm).
- ◆ Tiene mayor área de apoyo para reducción de diámetro exterior.
- ◆ El grosor de la pared proporciona máximo peso por metro.
- ◆ Está formado por una sola pieza el cuerpo del tubo.
- ◆ Reduce el desgaste de la parte central del tubo.
- ◆ Se puede agregar metal para reforzarlo de manera fácil y con seguridad o puede reconstruirse el diámetro exterior.
- ◆ Ayuda a evitar pegaduras por presión diferencial.
- ◆ Algunas tuberías tienen una espiral ranurada en la parte central para ayudar a la limpieza del pozo, a reducción de fricción contra las paredes, etc.

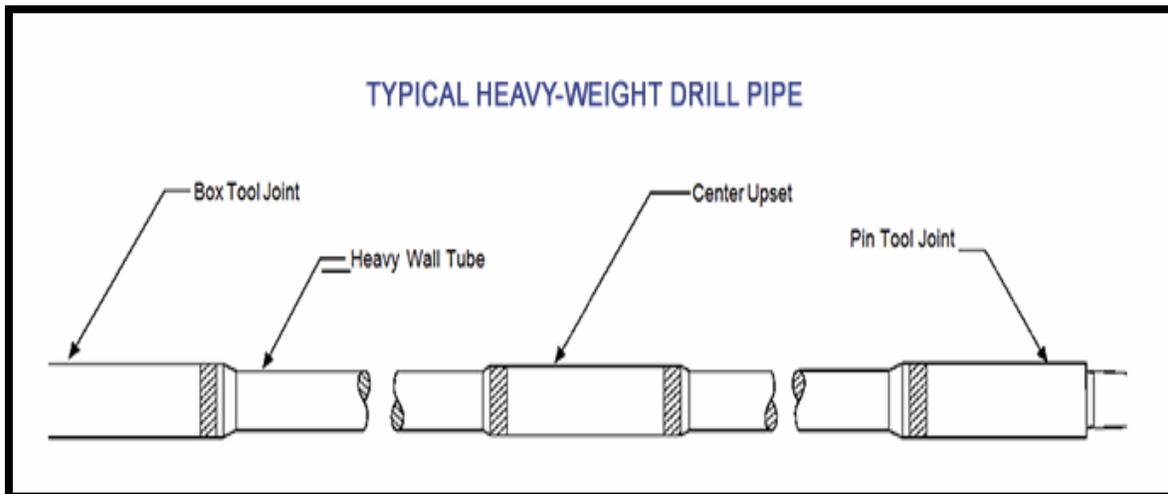


Figura 2.2
Tubería pesada (HW).

Fuente: IACD Drilling Manual. Vol. 11

Lastrabarreras Drill – Collars (DC)

Son tuberías de gran espesor de pared con diámetros interiores, exteriores y roscas de sello. Proporcionan rigidez a la sarta de perforación, se utilizan para trabajar en altos esfuerzos de compresión, torsión; para dar peso a la barrena y tensión a la tubería de perforación durante las operaciones de perforaciones.

Tipos de tuberías

Características de los lastrarbarrenas:

- ◆ En la actualidad se utilizan dos tipos de lastrarbarrenas.
 - Acabado de fábrica (liso).
 - ❖ Es un acabado convencional, su forma es tal y como sale de fábrica, cumpliendo todos los requisitos dimensionales (ver figura 2.3).



Figura 2.3
Lastrarbarrenas liso. Fuente: Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos. PEMEX.

- Diseño en espiral.
 - ❖ Reduce el área de contacto entre los lastrarbarrenas y las paredes del pozo, evitando pegaduras por presión diferencial en el agujero abierto (ver figura 2.4 la espiral ranurada de las paredes exteriores del lastrarbarrenas).

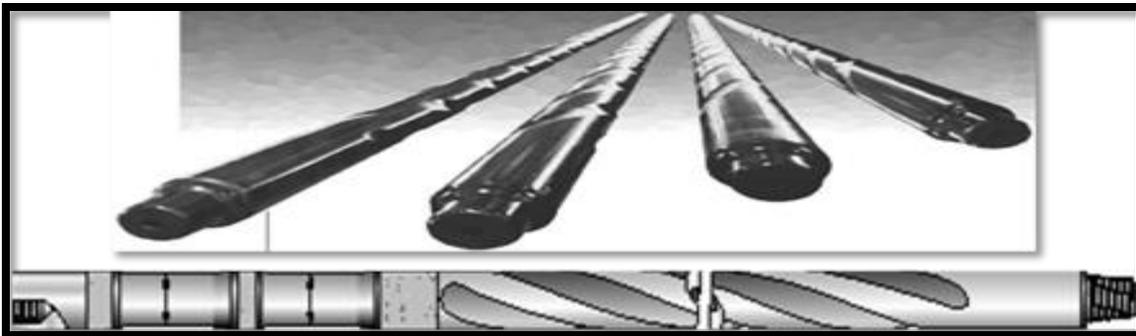


Figura 2.4
Lastrarbarrenas con diseño en espiral. Fuente: Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos. PEMEX.

En la selección de los lastrarbarrenas se encuentra en función del diámetro del agujero y tipo de formación (si es blanda o dura).

Tipos de tuberías

Tuberías de revestimiento

Estas tuberías son el medio con el cual se reviste el agujero del pozo (es la protección de las paredes del agujero evitando derrumbes y aislar manifestaciones de líquidos o gases) que se van perforando así asegurar las etapas de perforación y terminación del pozo.

Se introduce de forma telescópica el cual es la utilización de diámetros de tubería que van de un diámetro mayor reduciéndose conforme sea necesario (ver figura 2.5 representa una forma en que se colocan las tuberías de revestimiento de un diámetro mayor a uno menor con forma a la profundidad). En la perforación de pozos se atraviesan formaciones con situaciones y problemáticas diferentes como pueden ser.

- ◆ Zona con bajo gradiente de fractura.
- ◆ Intervalos de presiones anormales altas.
- ◆ Formaciones inestables.
- ◆ Yacimientos represionados, etc.

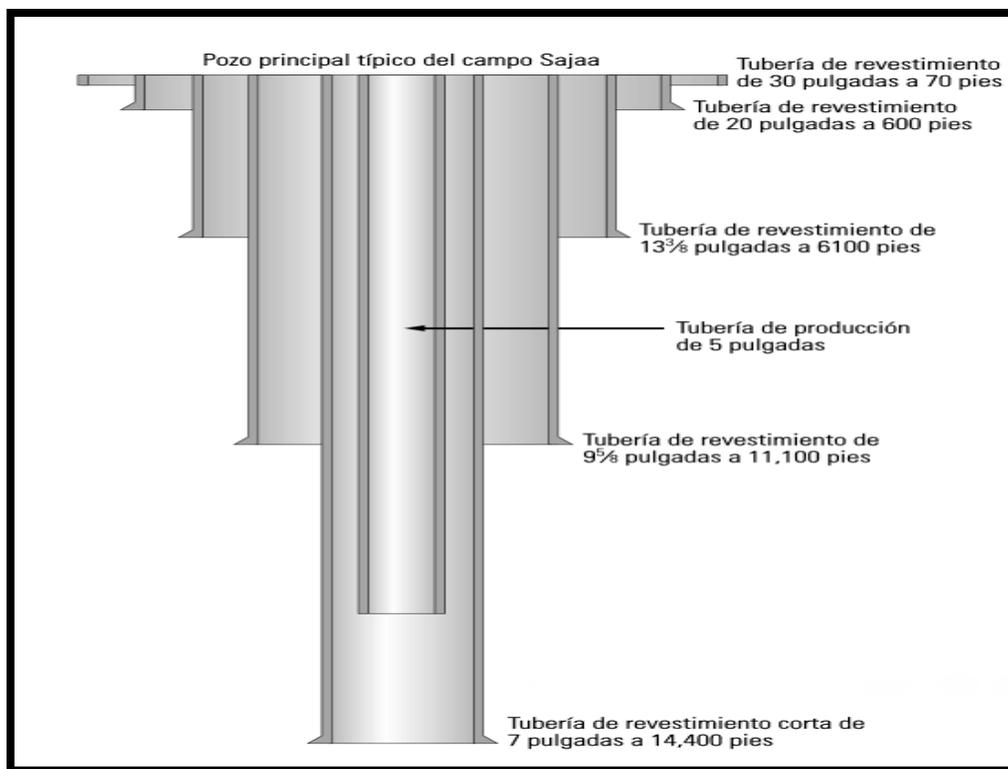


Figura 2.5

Colocación de tuberías de revestimiento (forma telescópica).

Fuente: Tubería Flexible: la próxima generación. Ali C.A., Joe L., John L., etc.



Tipos de tuberías

Esto da origen a aislar intervalos de características diferentes mediante cementaciones y tuberías de revestimiento a medida que se profundiza.

El objetivo de un diseño, es la elección de una tubería de revestimiento con cierto grado, peso, junta que resista las fuerzas a que estará sometida y con menor costo posible.

La importancia de la optimización del diseño a tiene la intención de seleccionar la tubería de revestimiento menos costosa y que garantice la integridad del pozo es porque representa aproximadamente el 18% del costo total del pozo.

Sus funciones de revestimiento:

- ◆ Evitar derrumbes y concavidades.
- ◆ Prevenir contaminación de acuíferos.
- ◆ Producción del intervalo seleccionado.
- ◆ Proporcionar soporte a la instalación de equipo de control superficial (cabezales BOPs).
- ◆ Facilitar la instalación del equipo de terminación y sistemas artificiales de producción.

En general son clasificadas:

- ◆ Conductora.
- ◆ Superficial.
- ◆ Intermedia.
- ◆ Exploración.

Para mayor referencia ver el diagrama de la figura 2.6 (esquema de una forma de colocar las tuberías de revestimiento de manera telescópica).

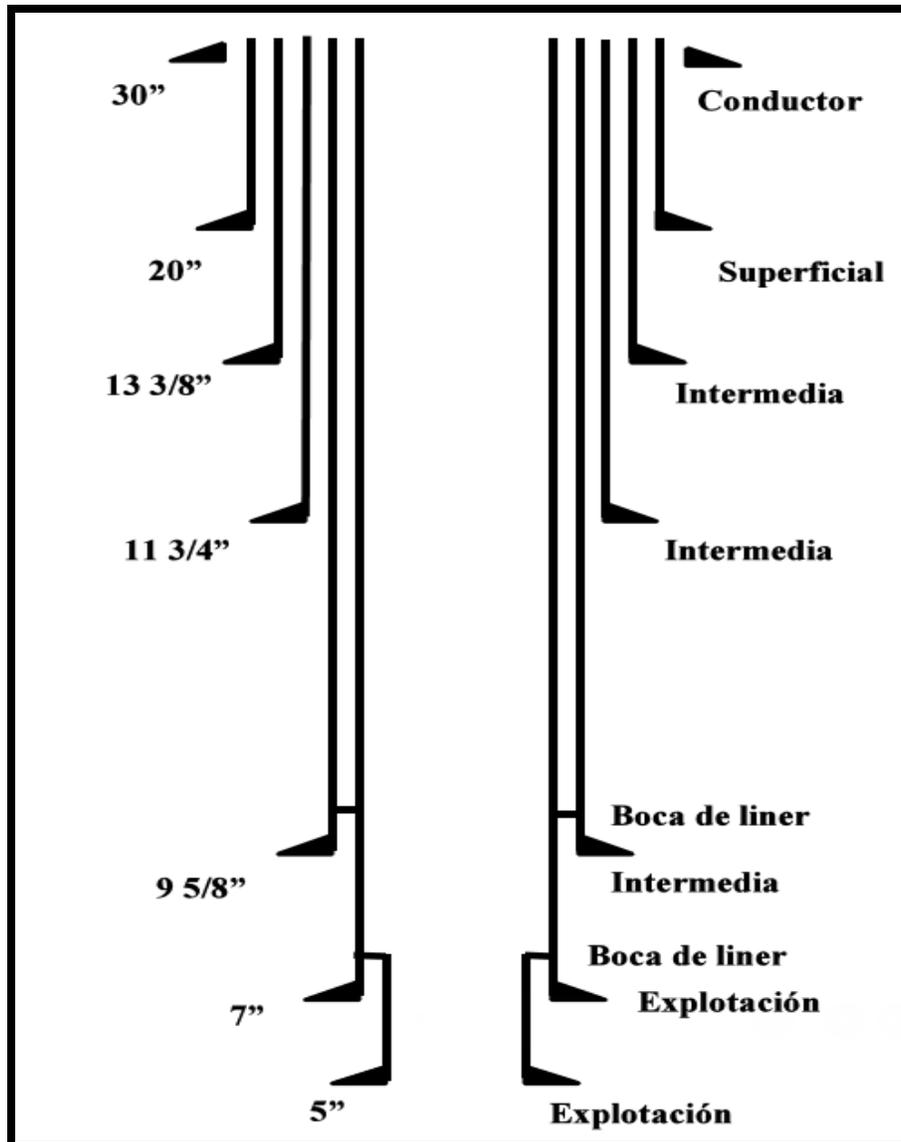


Figura 2.6
Esquema de ubicación de tuberías de revestimiento. Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 8 Diseño de perforación de pozos.

Tubería conductora

Es la primera tubería de revestimiento que es cementada o hincada (se asegura o se apoya firmemente) se ocupa para (ver figura 2.7 ilustra la ubicación de la tubería conductora la cual resalta de color rojo):

Tipos de tuberías

- ◆ Asentar el primer cabezal en el que se instalan las conexiones superficiales de control.
- ◆ Establece el medio de circulación, el control del fluido de perforación que retorna el pozo hacia el equipo de eliminación de sólidos y las presas de tratamiento.
- ◆ El diámetro seleccionado de la tubería empleada dependerá en gran parte de la profundidad total que se estimara el pozo.
- ◆ Es la de mayor diámetro que se utilizara en el pozo porque las tuberías de revestimiento utilizadas pasan a través de ella.
- ◆ La profundidad de asentamiento de la tubería de revestimiento es aproximadamente 20m. a 250 m.
- ◆ En zonas marítimas es la primera tubería que se extiende desde la plataforma hasta abajo del lecho marino mientras la profundidad entre la plataforma y el lecho marino lo permita de no ser así solo será colocada en el lecho marino.

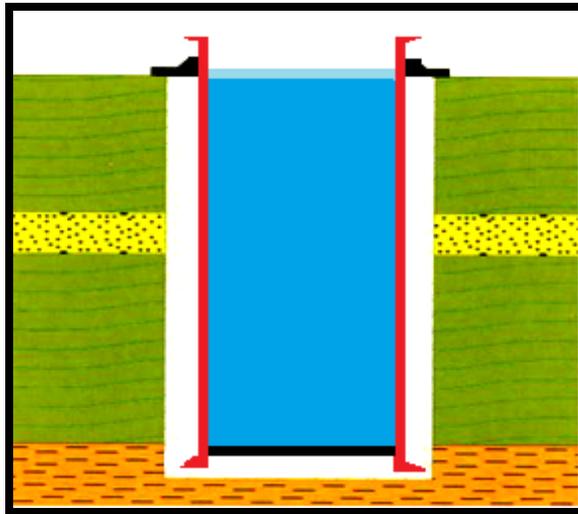


Figura 2.7
Tubería de revestimiento conductora.

Fuente: Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos.
PEMEX.

Tubería superficial.

Es la tubería que es colocada consecuentemente de la tubería de revestimiento conductora algunas de sus funciones son (ver figura 2.8 ilustra la ubicación de la tubería superficial la cual resalta de color rojo):

Tipos de tuberías

- ◆ Aísla los acuíferos subsuperficiales o someros, así como manifestaciones de gas someros zonas de pérdida de lodo cercanas a la superficie.
- ◆ En pozos desviados, cubre la sección construida previniendo derrumbes de la formación durante perforaciones profundas.
- ◆ En zonas marinas es cementada comúnmente en del fondo a la superficie y sostienen las conexiones superficiales de control.

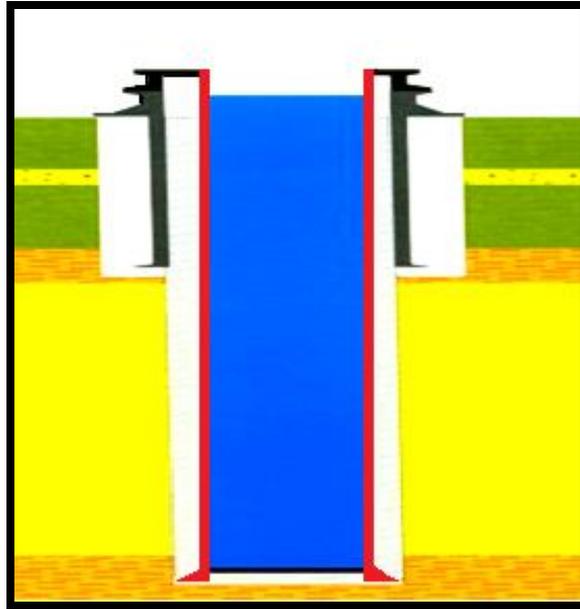


Figura 2.8
Tubería de revestimiento superficial.

Fuente: Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos.
PEMEX.

Tubería intermedia

Este tipo de tubería de revestimiento es colocada posteriormente de la tubería superficial tiene la finalidad (ver figura 2.9 ilustra la ubicación de la tubería intermedia la cual resalta de otro color):

- ◆ Aísla zonas.
- ◆ Inestables del agujero.

Tipos de tuberías

- ◆ Perdidas de circulación.
- ◆ Baja presión.
- ◆ Producción.
- ◆ En la zona de transición de presión normal a presión anormal.

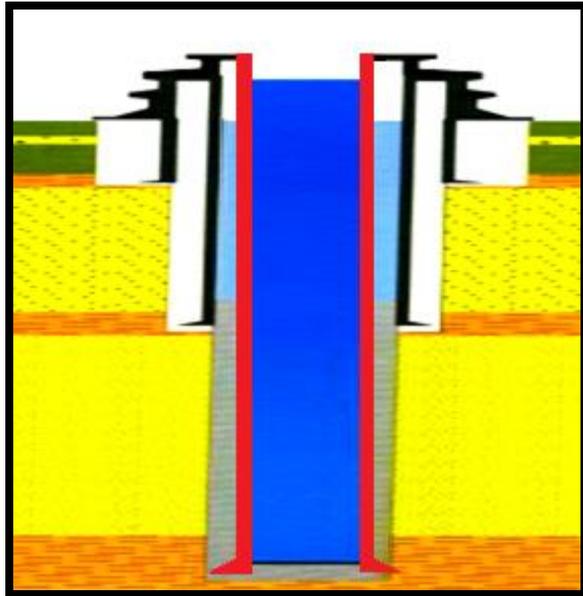


Figura 2.9
Tubería de revestimiento intermedia.

Fuente: Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos.
PEMEX.

Se puede colocar más de una tubería de revestimiento intermedia de acuerdo a las etapas que necesite.

Tubería de explotación

La tubería de revestimiento de explotación es la que se encuentra en contacto con la formación del yacimiento (ver figura 2.10 ilustra la ubicación de la tubería explotación la cual resalta de otro color).

Características que debe tener:

Tipos de tuberías

- ◆ Soportar la máxima presión de fondo de la formación productora, bombeo mecánico e inyección de fluidos (para fracturamiento o estimulaciones).
- ◆ Resistencia en caso de aumento de presión por el aumento de la productividad debido a la fractura de la formación.

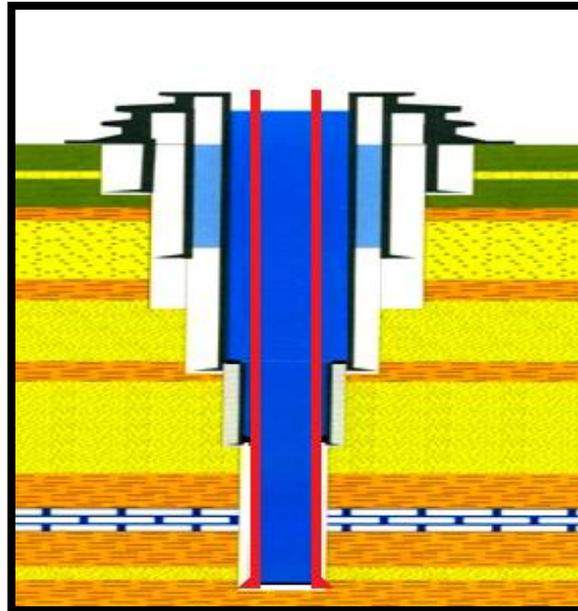


Figura 2.10
Tubería de revestimiento explotación.

Fuente: Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos.
PEMEX.

Tubería corta (liner)

Es una tubería que generalmente no se extiende hasta la cabeza del pozo, pero si es posible extenderla hasta la superficie, esta sostenida de otra tubería como la tubería de revestimiento intermedia o explotación (ver figura 2.11 ubicación de la tubería corta la cual resalta de otro color). Su longitud varía de 50m. a 150 m. aproximadamente y en ocasiones su longitud puede ser mayor. Una de las razones para colocar un tramo es debido a la capacidad de equipo (al no estar contemplado en el diseño).

Ventajas de utilización.

Tipos de tuberías

- ◆ Reducción de costos debido a la cantidad de tubos utilizados y lograr una mejor limpieza durante perforaciones profundas.
- ◆ Control de pozo: Aislación de zonas de alta o baja presión o la continuación de la perforación con fluidos de mayor o menor densidad.
- ◆ Rápida instalación.
- ◆ Ayuda a disminuir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada.

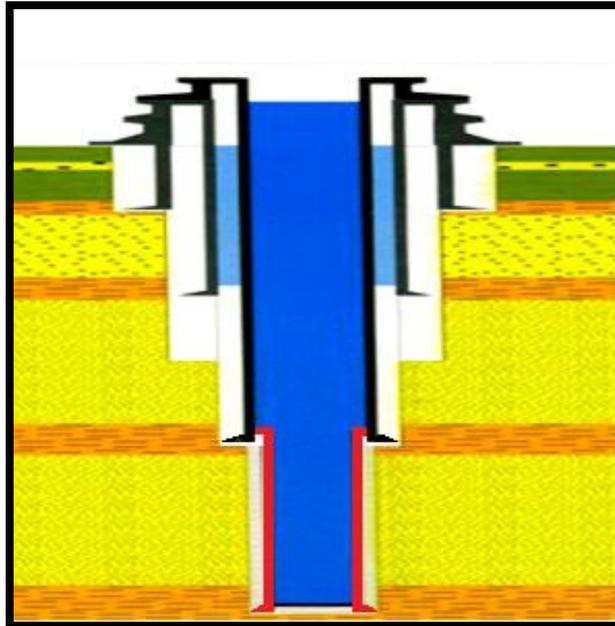


Figura 2.11
Tubería corta (liner).

Fuente: Manual de capacitación y desarrollo de habilidades en actividades de perforación y mantenimiento de pozos.
PEMEX.

Tubería de complemento (tie - back)

Es un conjunto de tuberías que proporciona integridad al pozo, está situada desde la cima (parte superior) tubería corta hasta la superficie (ver figura 2.12 ubicación de la tubería de complemento la cual resalta de otro color).

- ◆ Es un refuerzo para la tubería de explotación en altas presiones.
- ◆ Protege contra fluidos corrosivos.
- ◆ Ayuda a la tubería de explotación en caso de presentar daño.
- ◆ Puede cementarse parcialmente.

Tipos de tuberías

Complemento corto (stub)

Es un conjunto de tuberías que proporcionan integridad al pozo al igual que la tubería tie-back pero solo extiende la tubería corta hacia la cima sin llegar a la superficie (ver figura 2.12 ubicación de la tubería de complemento corto la cual resalta de otro color)..

Sin aparejo de producción (tubingless)

Es una tubería de explotación que se extiende hasta la superficie (es decir conecta en la zona de interés del yacimiento con la superficie) siendo utilizada como tubería de producción de hidrocarburos (ver figura 2.12 muestra de qué manera se ve un pozo sin aparejo de producción).

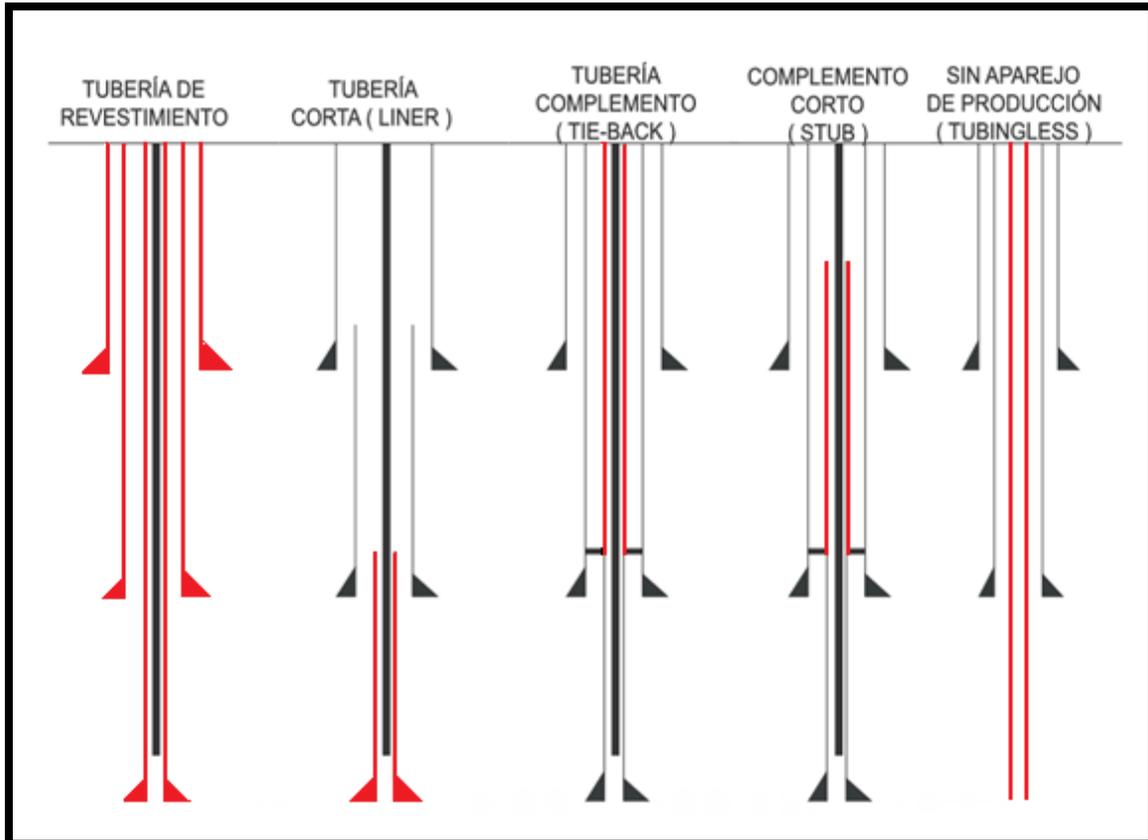


Figura 2.12
Esquema representativo de tubería de revestimiento.

Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5. Tuberías.

Tipos de tuberías

Tubería de producción

Las tuberías de producción son el medio por el cual conduce los fluidos producidos del yacimiento a la superficie o bien los fluidos inyectados de la superficie hasta el yacimiento (para limpiezas o estimulaciones) algunos elementos a los que estará expuesto (ver figura 2.13 ubicación de la tubería de producción y dos formas que se puede presentar generalmente la cual resalta de otro color)..

- ◆ Presiones altas.
 - Presión interna.
 - Presión externa.
- ◆ Tensión.
- ◆ Corrosión.
- ◆ Desgaste.
- ◆ Temperaturas altas.
- ◆ Temperatura bajas.

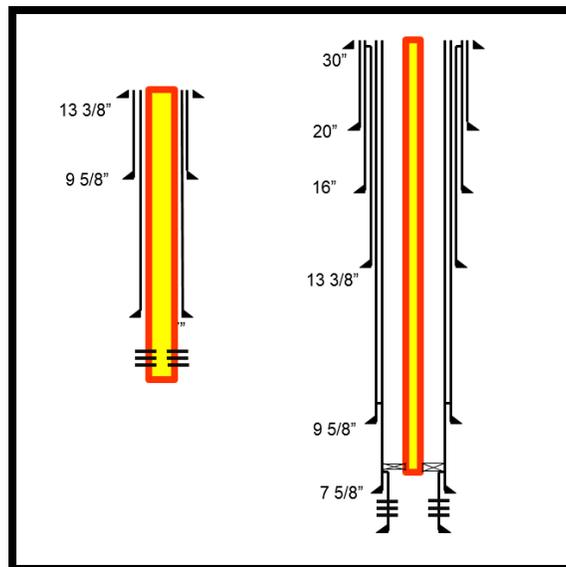


Figura 2.13
Esquema de tubería de producción.

Fuente: Pemex. Diseño de
tuberías.

Otro tipo de tuberías

Perforación con tubería de revestimiento (casing - drilling)

La perforación con tuberías de revestimiento consiste en la colocación de la tubería de revestimiento conforme se perfora para que al término de la etapa de perforación se encuentre colocada la tubería en un pozo, se descarta la necesidad de usar la perforación convencional la cual tiene que ser extraída para posteriormente colocar la tubería de revestimiento permanente. En esta década de 1960 Brown Oil Tools conocida hoy como Baker Oil Tools patentó un sistema de perforación de pozos con tubería de revestimiento, este incluía barrenas piloto recuperables, ensanchadores (amplían el diámetro de agujero) y motores de fondo. En esa época de 1990 comenzaron a utilizar tubería de revestimiento cortas con el fin de perforar intervalos ya agotados desde formaciones normalmente presurizadas.

Hasta la fecha se han perforado más de 2000 secciones de pozo con tubería de revestimiento de las cuales más de 1000 son de pozos verticales empleando barrenas no recuperables y con arreglo de fondo BHA (siglas en inglés) (ver figura 2.14). Las operaciones de perforación se dividen en no recuperables o recuperables estos arreglos

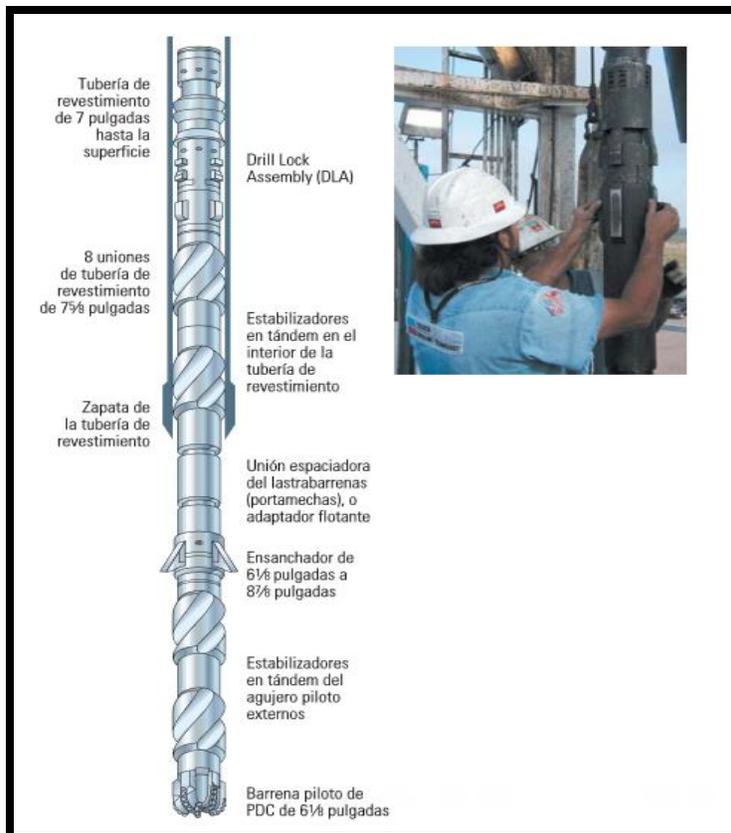


Figura 2.14
Esquema de arreglo de fondo BHA.

Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Kyle R. Fontenot, Bill Lesson, etc.

Tipos de tuberías

pueden ser utilizadas tuberías de revestimiento cortas o con sartas de revestimiento de mayor complejidad.

El arreglo de fondo de pozo BHA es fundamental en la perforación con tubería de revestimiento puede ser (ver figura 2.15 la ilustración muestra tres tipos de BHA incluyendo el convencional).

- ◆ Recuperable para perforación con tubería de revestimiento corta (liner).
- ◆ No recuperable para perforación con tubería de revestimiento.
- ◆ Recuperable para perforación con tubería de revestimiento.

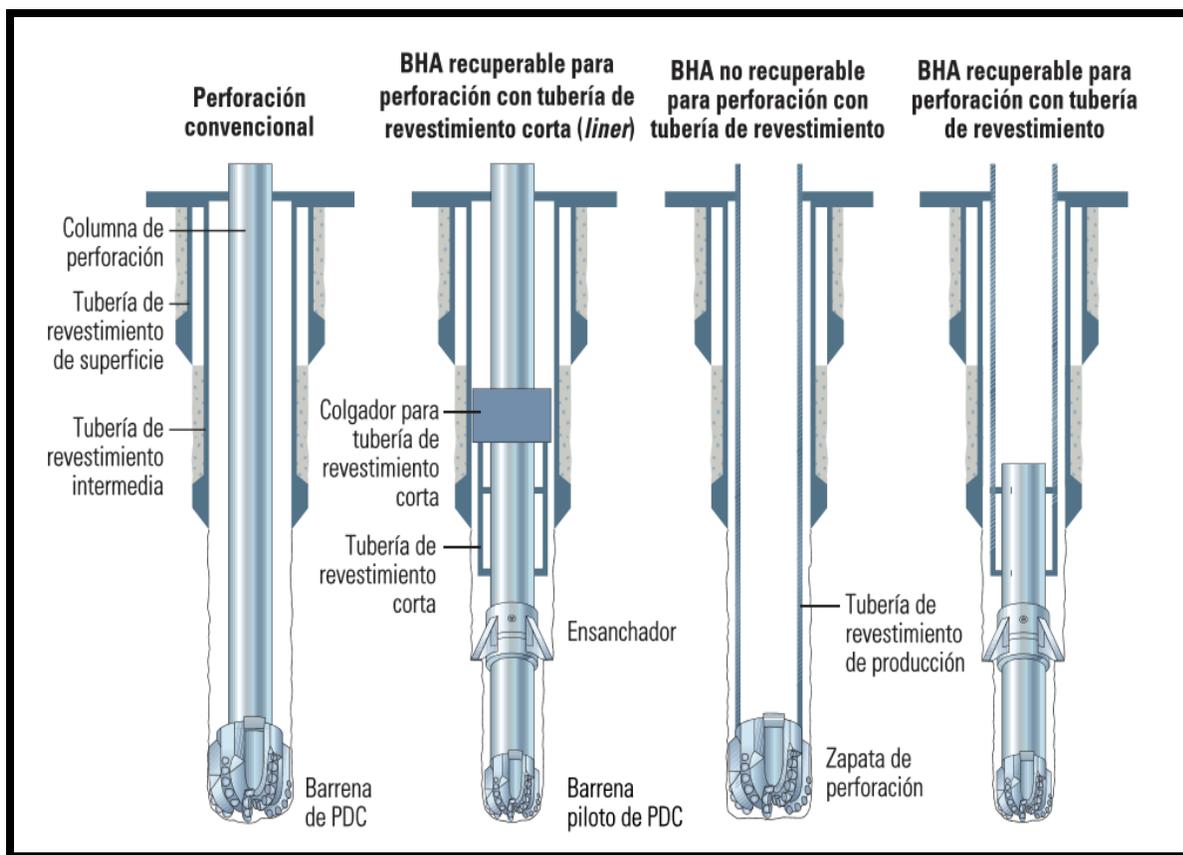


Figura 2.15

Esquema de arreglo de fondo BHA para perforación con tubería de revestimiento.

Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Kyle R. Fontenot, Bill Lesson, etc.

En la actualidad se emplea barrena de perforación rotativa convencional o zapata de perforación al extremo de la tubería de revestimiento.

Tipos de tuberías

Este sistema de perforación es aplicable para pozos direccionales ya que tiene una buena flexibilidad para generar el ángulo de desviación debido al motor direccional de fondo PDM (siglas en inglés) (ver figura 2.16). La introducción del motor PDM en los años de 1960 facilita la perforación sin rotación de la sarta completa. La tecnología de sistemas rotativos direccionales RSS (siglas en inglés) mejoran la eficiencia de la perforación con los motores direccionales de fondo de pozo de menor diámetro.

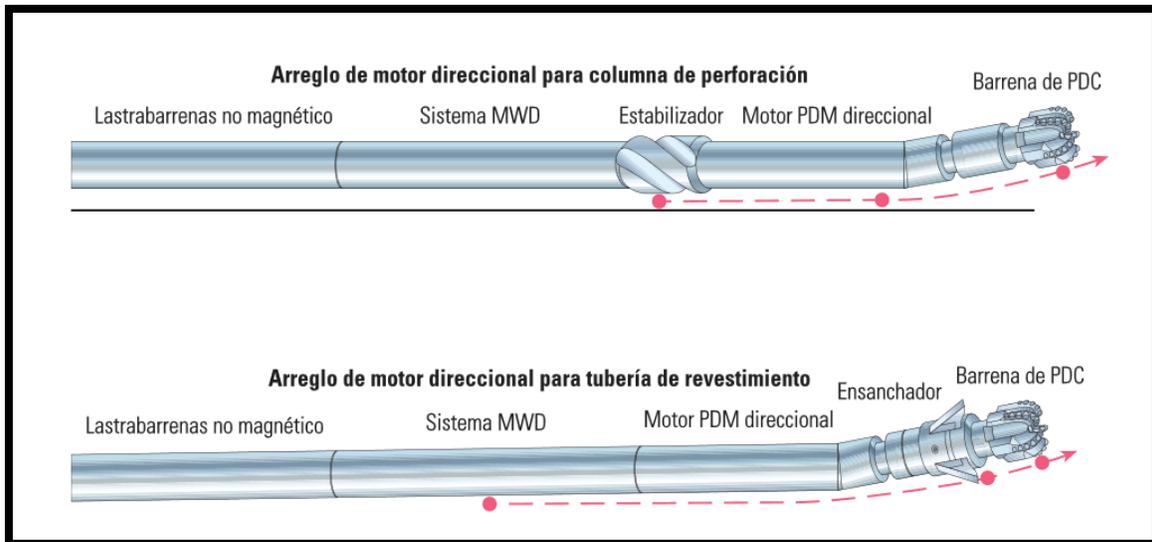


Figura 2.16

Arreglo de motor direccional para perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Fuente: Perforación de pozos direccionales con tubería de revestimiento. Kyle R. Fontenot, Bill Lesson, etc.

Un sistema recuperable la barrena y el BHA al ser desplegados inicialmente puede ser remplazado sin necesidad de extraer la tubería de revestimiento del pozo. En ciertas ocasiones se utilizan barrenas rotativas convencionales que se dejan en el pozo después de alcanzar la TD (distancia total o profundidad total), pueden permanecer en la tubería de revestimiento o soltarlas dejándola caer en el fondo del pozo para que sea posible tomar registros.

Ventajas



Tipos de tuberías

- ◆ Mitiga problemas de pérdida de circulación.
 - En operaciones de perforación con conexiones de mayor diámetro reduce los problemas de circulación por los recortes y sólidos de la formación logrando una limpieza más efectiva en el pozo.
 - Se utiliza menos tiempo en la circulación del fluido o en el rectificado del pozo para mantener la estabilidad del mismo.

- ◆ Mejora el control del pozo.
- ◆ Reduce el tiempo de equipo de perforación no productivo hasta en un 50%.
 - La técnica colocación de la tubería de revestimiento durante la perforación minimiza el tiempo inactivo del equipo de perforación por causas inesperadas como el atascamiento de tubería o la pérdida del control del pozo de un influjo de fluido de la formación.

- ◆ Disminuyendo al mismo tiempo el riesgo de que se produzcan por causas no contempladas.
 - Disminuye la posibilidad que se produzcan desviaciones no programadas y minimiza el desgaste interior de la tubería de revestimiento de superficie o intermedia instaladas anteriormente.
 - Ayuda a evitar sucesos inesperados, peligrosos y potencialmente costosos.

- ◆ Menos viajes de entradas y salidas del pozo.
 - Reduce los incidentes de colapso de pozos.
 - Al ser menor la manipulación de tuberías aumenta la seguridad, disminuyendo incidentes de control de pozo y reventones causados por este.

- ◆ Mayor eficiencia y menor costo.
 - Elimina varias etapas del proceso de construcción de pozos convencionales.
 - Esta técnica puede reducir el tiempo de perforación entre 10% y 35% aproximadamente, debido a la menor cantidad de maniobras realizadas con las tuberías.

- ◆ Se puede aplicar en perforación de pozos direccionales.

Existen varios proveedores de servicios con desarrollo de herramientas, técnicas y equipos para perforar pozos con tuberías de revestimiento como Tesco por ejemplo

Tipos de tuberías

Tuberías expandible

Durante los años de 1990 el desarrollo de la tecnología tubular expandible sólida para contribuir a mantener un control óptimo en la construcción de un pozo. Se han aplicado como una solución de perforación para extender la profundidad del pozo mientras se mantienen un diámetro de perforación grande.

El principio básico de esta tecnología tubular expandible sólido es estirar desde el interior de un tubular de acero en frío en el fondo del pozo a un tamaño requerido. Un cono de expansión es el que se encarga de la deformación mecánica del tubo de forma permanente (ver figura 2.17).

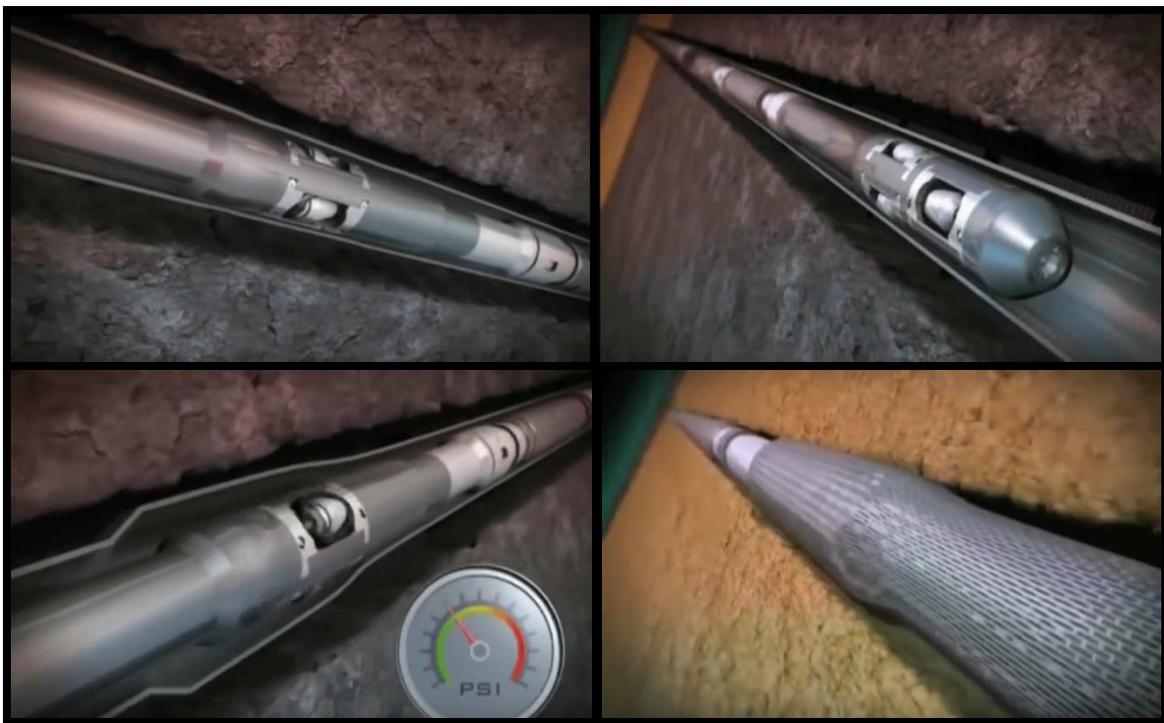


Figura 2.17

Sistema de expansión de tubería sólida y como se deforma el tubular.

Fuente:Weatherford. Expandable sand screens.

El cono se conduce a través de la tubería que se quiere expandir con presión hidráulica de la misma o por un cono de tracción directa mecánica (fuerza de empuje).El proceso que tiene el cono sobre la tubería deformando el acero, sobrepasa su límite elástico en su zona de deformación plástica sin llegar a su resistencia de la deformación final (ver figura 2.18).

Tipos de tuberías

Para algunos casos se ha aplicado más del 25% del diámetro de la tubería se han logrado sin embargo la mayoría de expansiones de tubería solo se ha requerido menos del 20%.



Figura 2.18

Deformación del cono de expansión a la tubería.

Fuente: Weatherford. Expandable sand screens.

El desarrollo de los tubulares sólidos expandibles es una tecnología para cambiar el fundamento básico de construcción y diseño de pozos. Originalmente el propósito a cumplir de la tubería expandible sólida, los desafíos que se presentan en la industria petrolera:

- ◆ La perforación en zonas de alta presión.
- ◆ La perforación en aguas profundas.
- ◆ La perforación en plays salinos problemáticos.
- ◆ En reparación y mejora mecánica en la tubería de revestimiento.
- ◆ Mejora de los pozos existentes.

Ventajas

- ◆ Mitiga o reduce el efecto telescópico de diseño de pozos convencionales y reduce eventos de inestabilidad del pozo.
- ◆ Aislamiento de zonas problemáticas y optimizaciones de diseño.
- ◆ Mejora
 - Acceso para futuras intervenciones al pozo.



Tipos de tuberías

- ❑ La eficiencia de cementación.

- ◆ Mitiga
 - ❑ Anomalías de alta presión de formación.
 - ❑ Eventos de baja presión como pérdida de circulación.

- ◆ Reduce
 - ❑ Problemas de inestabilidad del pozo.
 - ❖ Como puede ser rotura por torsión y pegadura.
 - ❖ Cantidad de tuberías distintas de revestimiento.

- ◆ Permite la perforación en zonas con un margen estrecho de presión de poro o gradiente de fractura.
- ◆ Aumenta la profundidad posible del pozo.
- ◆ Optimiza la geometría de terminación y así contribuir con el aumento de la productividad.

Es una alternativa viable, económica para la elaboración de pozos direccionales aunque los daños que sufre la tubería de revestimiento para su expansión exitosa pueden afectar de manera negativa, son zonas donde la pérdida de esfuerzos y probables a fracturarse mientras soportan la alta tensión durante el proceso de expansión.

Estos son parámetros de riesgos potenciales:

- ◆ Severidad de pata de perro.
- ◆ Material de tubería de revestimiento.
- ◆ Longitud y anchura del rango de la tubería de revestimiento.
- ◆ Elementos que obstruyan el interior.
- ◆ Rigidez del conjunto de tubular expandible sólido en funcionamiento.

Hasta la fecha más de 200 operaciones con tubulares expandibles sólidos se han realizado de las cuales han utilizado más de 200000 ft de tubo expandible, donde se aplicaron en remediación sencillas como reparaciones de tubería de revestimiento de pozos ya existentes.

Tipos de tuberías

Tubería flexible

La tecnología de la tubería flexible fue desarrollada entre los años de 1960 a 1970 de un diámetro reducido como su nombre lo indica es una tubería con cierto grado de flexibilidad a comparación con las tuberías de acero convencional. Es una tubería continua que esta enrollada en un carrete de grandes dimensiones para su manejo, en el centro del carrete de almacenamiento una unión giratoria de alta presión posibilita el bombeo de fluidos a través de la tubería mientras el carrete es girando para desenrollar la tubería(ver figura 2.19). La tubería flexible comúnmente posee un diámetro de $\frac{3}{4}$ in a 6 $\frac{5}{8}$ in y su longitud puede oscilar entre 610 m y 6100 m (2000 ft y más de 20000 ft).

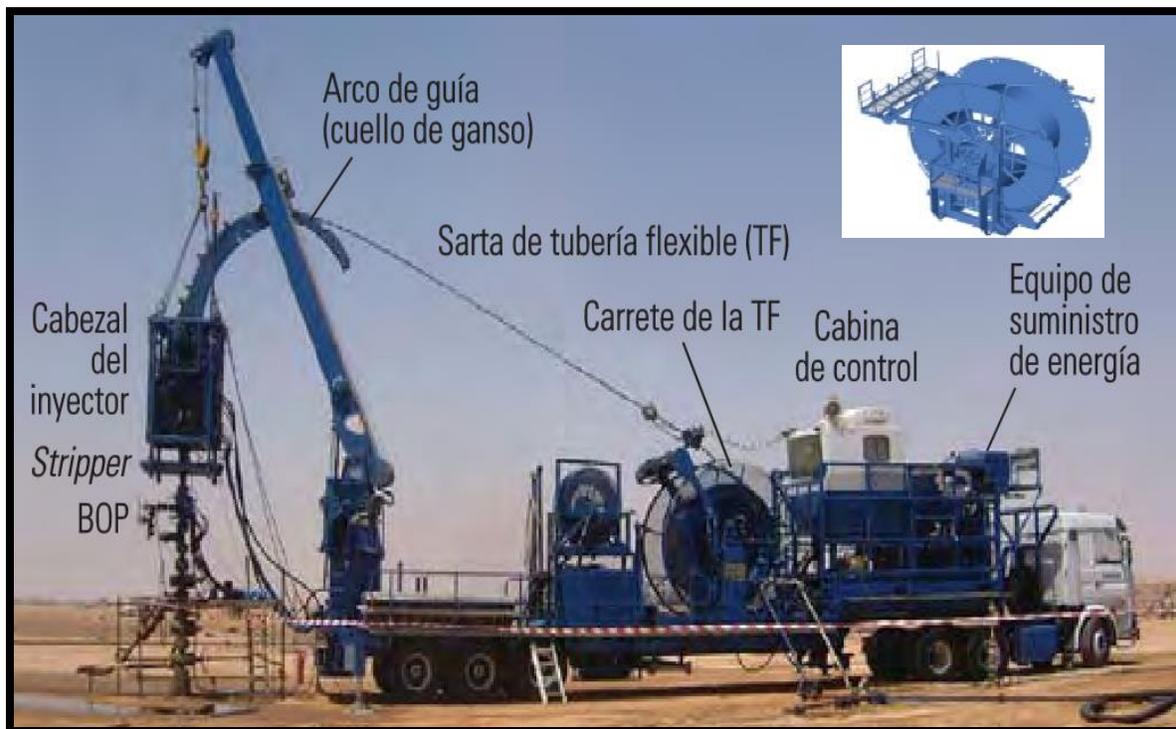


Figura 2.19

Unidad de tubería flexible.

Fuente: Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos. Abderrahmane Boumali, Mark E. Brady, etc.

Las operaciones con tubería se pueden agrupar en:

- ◆ Perforaciones

Tipos de tuberías

- ❑ Es usada para perforación verticales o direccionales con un arreglo de fondo BHA incluye con motor de fondo e instrumentación de medición para la toma de mediciones de fondo del pozo (ver figura 2.20 ilustra la manera de emplearse la tubería flexible en pozos direccionales).

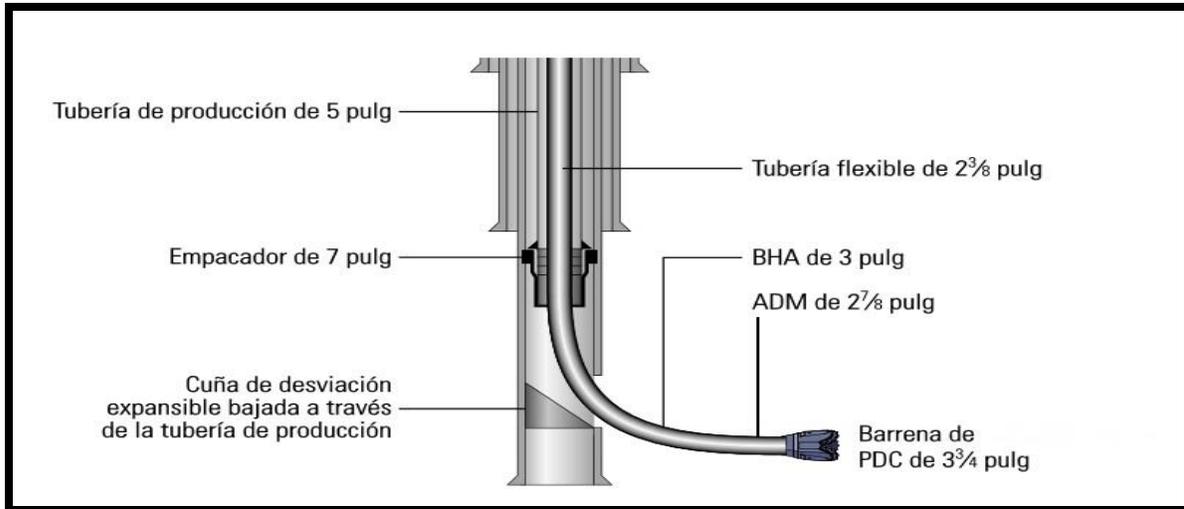


Figura 2.20

Tubería flexible empleada en perforación direccional.

Fuente: La tubería flexible en

todo su esplendor. George Brown, Ibrahim H. A., etc.

- ◆ Transporte de herramientas: su resistencia y rigidez permiten que la tubería flexible baje o extraiga equipos y herramientas a través de pozos desviados incluso que empuje las obstrucciones que pueden presentar (consultar Figura 2.21).
 - ❑ Aislamiento por zonas: Mediante la colocación de tapones o empacadores para así aislar mecánicamente un intervalo.
 - ❑ Limpieza: Remoción de las acumulaciones de incrustaciones o material de relleno que pueda afectar la producción restringiendo el flujo.
 - ❑ Operaciones de disparos: Posicionan los explosivos en las pistolas para la perforación de las tuberías. La tubería expandible tiene una ventaja sobre las que son bajadas con cables las pistolas solo dependen de gravedad no resulta posible en pozos horizontales.
- ◆ Transporte de fluidos: La capacidad para inyectar o circular fluidos hace que sea adecuada para ciertas aplicaciones:
 - ❑ Arranque de un pozo: Cuando los fluidos de perforación que se encuentran en el pozo ejercen presión suficiente que impide que los fluidos del yacimiento fluyan, el bombeo de nitrógeno a través de la tubería flexible en



Tipos de tuberías

la columna para aligerar la presión de fluido al yacimiento ocasionando el arranque del pozo.

- ❑ Limpieza: Remoción de arena y detritos (partículas o fragmentos) que rellenan un pozo. Este material puede impedir el flujo de la producción de petróleo o gas, el paso de herramientas, etc. Consiste en circular un fluido de limpieza por una boquilla a chorro transportando con los fluidos a la superficie.
- ❑ Bombeo de cemento: La tubería flexible puede utilizarse en operaciones de inyección forzada de cemento para sellar disparos, fugas en la tubería de revestimiento, aislamiento de zonas y colocación de tapones de cemento de abandono de un pozo sus ventajas son:
 - ❖ No existe necesidad de extraer componentes del aparejo de terminación.
 - ❖ La operación puede ser efectuada sin matar el pozo.
 - ❖ La colocación del cemento es con precisión lo que reduce la contaminación de la lechada.
- ❑ Estimulación: Incrementa la producción por la restitución o el mejoramiento de la permeabilidad del yacimiento con químicos (ver figura 2.21 muestra algunas de las diferentes herramientas que pueden ser compatibles con la tubería flexible).
- ❖ Operaciones de terminación de pozo: Facilita la instalación de la tubería de producción y el equipo de terminación de pozos asociado. En ocasiones una parte de la tubería flexible permanece en el pozo como parte permanente de la terminación. Las terminaciones con tubería flexible constituyen un método de bajo costo para prolongar la vida productiva de pozos antiguos.

La tubería flexible satisface tres necesidades para ejecutar operaciones durante un pozo activo provee un sello dinámico entre la presión de formación y la superficie, la conducción de fluidos al pozo por último y un medio para bajar y recuperarlo.

Ventajas

- ❖ Rapidez de la movilización y el montaje
- ❖ Cantidad menor de personal
- ❖ Poco impacto ambiental

Tipos de tuberías

- ◆ Reducción de tiempo asociado con la manipulación de tuberías durante entradas y salidas del pozo.
- ◆ La capacidad de circulación continua permite que el operador evite riesgos de daño a la formación.
- ◆ Más económico que con remediaciones convencionales.

Algunos inconvenientes para efectuar operaciones con mayor efectividad es necesario tener mediciones de fondo del pozo.

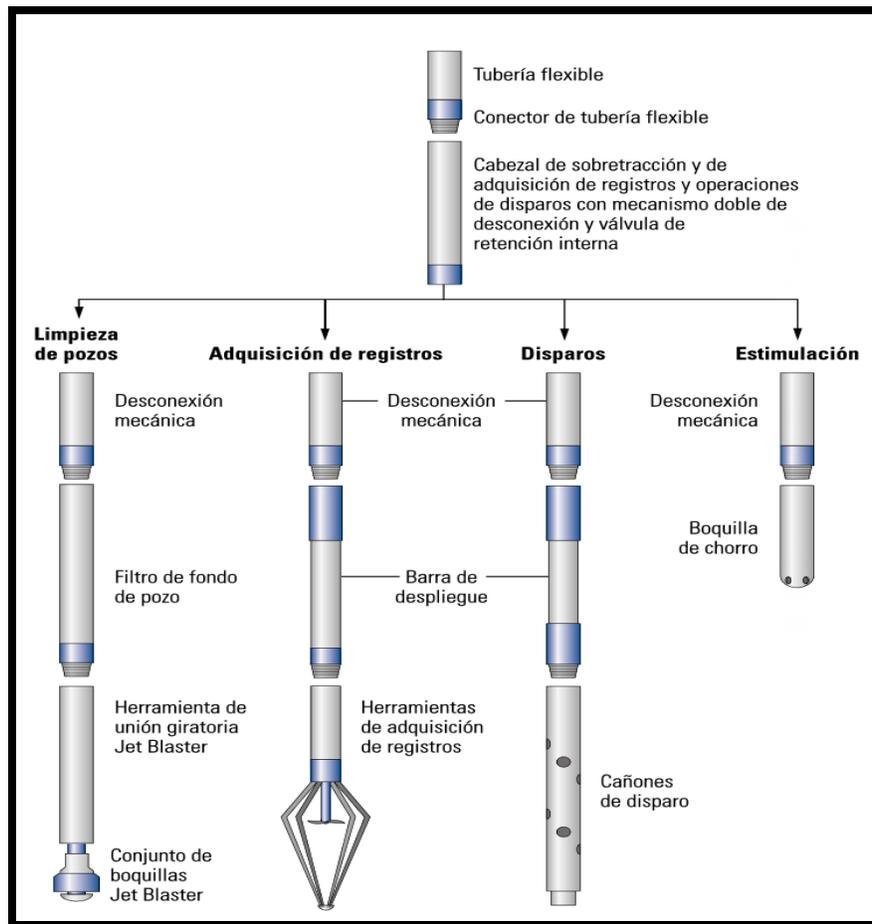


Figura 2.21

Arreglos para intervención con tubería flexible y un solo montaje.

Fuente: Tubería flexible: métodos innovadores de intervención de pozos. Abderrahmane Boumali, Mark E. Brady, etc.



TIPOS DE ROSCAS Y CONEXIONES (JUNTAS)

Tipos de roscas y conexiones (juntas)

En las tuberías que se utilizan en la construcción de pozos es necesario la unión de tubos para tener la longitud que será requerida, estas uniones se han diseñado con las dimensiones más estrictas y diferentes ángulos en los flancos de sus hilos (espirales de la rosca) con el fin de proporcionar una mejor resistencia mecánica, tensión, compresión y que sea hermética en todo momento.

La conexión ideal es aquella que es geométrica (es lo más cercano o igual a las dimensiones del tubo tanto diámetros exteriores e interiores) y en términos de desempeño mecánico sean iguales o superiores a la resistencia que posee el cuerpo del tubular. Por un lado los diseños de juntas que cumplen geométricamente su capacidad de resistencia se encuentra en el orden de 55% con respecto a la resistencia del tubular.

Básicamente la junta o conexión está constituida por dos o tres elementos principales, cuenta con un elemento sello y un elemento hombro de paro.

- ◆ Piñón: Roscado externo en uno o ambos extremos del tubular.
- ◆ Caja: Roscado interno en el extremo del tubular.
- ◆ Cople: Tramo roscado internamente, su función es la unión de dos piñones.

Clases de juntas (de acuerdo a su forma de unión).

- ◆ Acoplada: Son aquellos que contienen un tercer elemento llamado cople, es un tramo corto un poco mayor al diámetro de la tubería y roscado internamente, uniendo a dos tramos de tubería roscados exteriormente (piñón) ver figura 3.1.

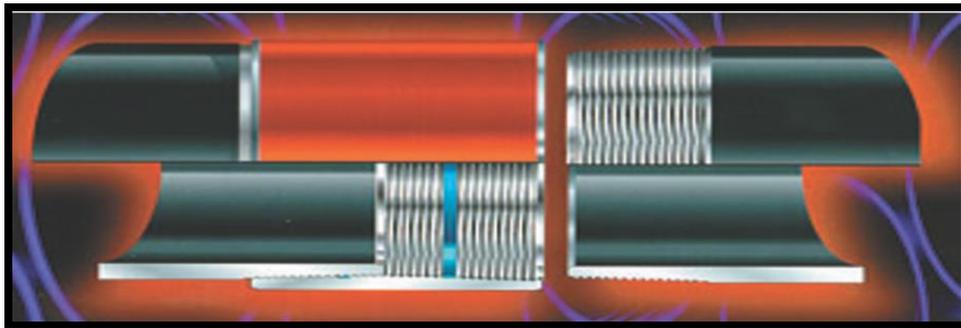


Figura 3.1
Junta tipo acoplada.
Tomo 5. Tuberías.

Fuente: Un siglo de perforación en México.

Tipos de roscas y conexiones (juntas)

- ◆ Integral: Es la unión de un extremo roscado externamente (piñón) y un extremo roscado internamente (caja) ver figura 3.2.

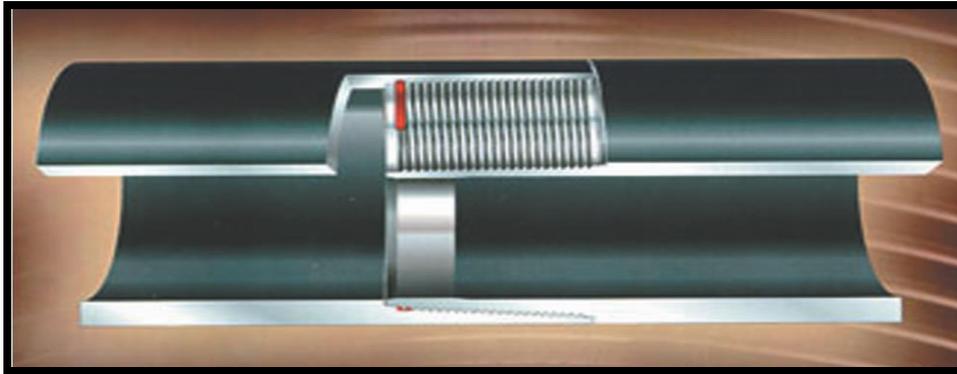


Figura 3.2
Junta tipo integral.
Tomo 5. Tuberías.

Fuente: Un siglo de perforación en México.

Tipos de juntas

Las conexiones o juntas se pueden conocer por la forma de los extremos de la tubería como son las siguientes mencionadas con su respectiva nomenclatura:

- ◆ Recalcadas [MJ]: Se incrementa su espesor y diámetro exterior de uno o ambos extremos (ver figura 3.3).



Figura 3.3
Junta del tipo recalcada.
Tuberías.

Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5.

Tipos de roscas y conexiones (juntas)

- ◆ Formadas o semilisas (Semiflush) [SLH]: el extremo piñón es cerrado (reducido) y el extremo de la caja es expandido sin rebasar el 5% del diámetro y el 2% de espesor(ver figura 3.4).

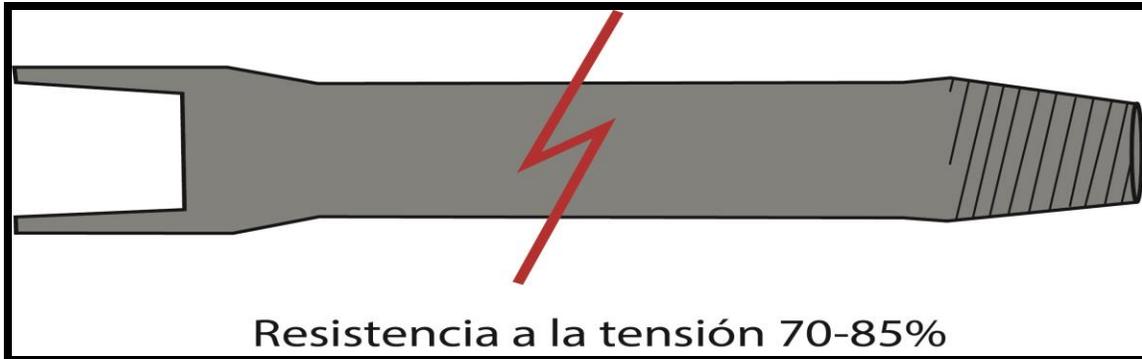


Figura 3.4

Junta de tipo formada.
Tuberías.

Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5.

- ◆ Lisas o integrales lisas (Flush) [IFJ]: Las roscas están directamente sobre los extremos del tubo sin aumentar el diámetro exterior del mismo (ver figura 3.5).



Figura 3.5

Junta de tipo lisa.

Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5. Tuberías.

Tipos de roscas y conexiones (juntas)

- ◆ Acopladas [MTC]: Se tiene un piñón en cada extremo del tubo y se enrosca un cople (doble caja) ver figura 3.6.

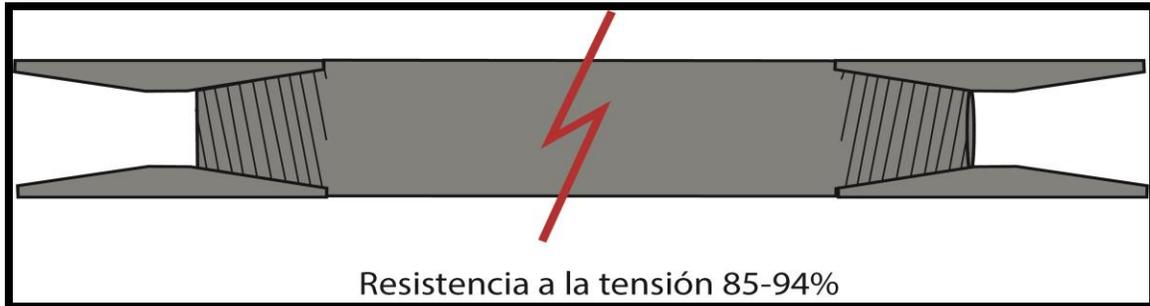


Figura 3.6

Junta del tipo acoplada.
Tuberías.

Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5.

Eficiencia de juntas: Se define como un numero en porcentaje de la resistencia de tensión generalmente con respecto a la del tubo (una junta con 100% de eficiencia tiene una resistencia similar o mayor a la del tubo).

$$\text{◆ Ecuación 3.1 Eficiencia} = \frac{\text{Tension de la Junta}}{\text{Tension en el Tubo} * 100}$$

Clasificación

Las roscas se clasifican por el tipo de rosca API y Premium (ver figura 3.7).

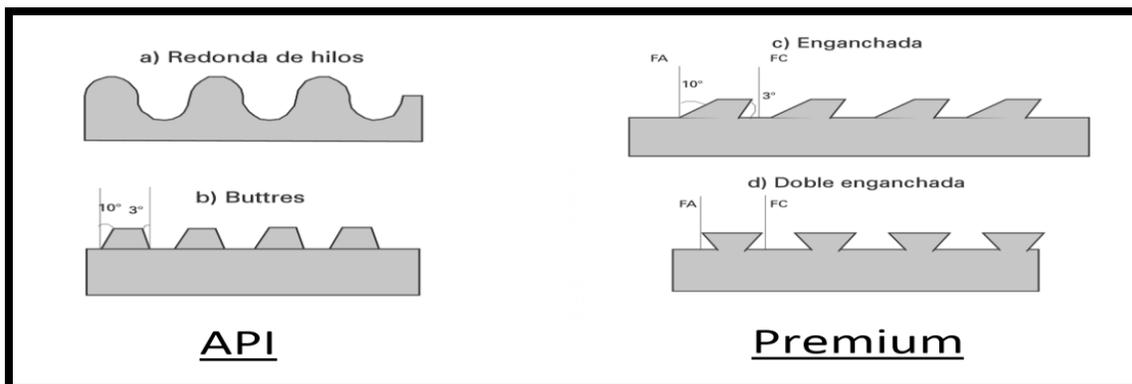


Figura 3.7

Esquema de tipo de roscas (API, Premium).
Tuberías.

Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5.



Tipos de roscas y conexiones (juntas)

API

En las roscas de especificaciones tipo API de elementos tubulares existen únicamente cuatro tipos:

- ◆ Redondas.
- ◆ Butress.
- ◆ Extreme line.

Sellos de las roscas API son:

- ◆ Sello Resilente: Este sello funciona mediante un anillo u O Ring de teflón (material con propiedades de resistencia a temperaturas, química, etc.) o algún material similar (utilizado para presiones bajas).
- ◆ Sello de interferencia: es el sello originado por los hilos de la rosca al momento de conectarse mediante la conicidad del cuerpo de la junta y la aplicación de torsión. El sello es causado por la grasa que se aplica, la cual rellena los microhuecos que existen entre los hilos de la rosca.

Ventajas.

- ◆ Es económico.

Desventajas.

- ◆ Enrosque complicado.
- ◆ Apriete geométrico.
- ◆ Sello no hermético.
- ◆ Menor resistencia a los esfuerzos triaxiales.

Premium

Son juntas mejoradas sobre el diseño de las roscas API y/o a la integración de elementos adicionales como son los sellos y hombros, estos proporcionan características y dimensiones especiales que cubren requerimientos especiales en la actividad petrolera tales como:



Tipos de roscas y conexiones (juntas)

- ◆ Evitar el brinco de la rosca en pozos de alto ángulo.
- ◆ Mejora la resistencia a presiones internas y externas.
- ◆ Disminución de esfuerzos tangenciales en el cople.
- ◆ Evita turbulencia de flujo por cambio de diámetro.
- ◆ Sellos mejorados.

Sello de las roscas Premium:

Metal – Metal: Es originada por la presión que existe entre metal – metal de las roscas del piñón y la caja de la junta.

Ventajas.

- ◆ Fácil enrosque.
- ◆ Sello hermético.
- ◆ Tiene un apriete controlado.
- ◆ Mayor resistencia a los esfuerzos triaxiales.

Desventajas.

- ◆ Costo elevado.

Grasa para roscas

Conforme a las normas API (5A2), se debe utilizar un elemento graso para proporcionar una conexión entre el piñón y la caja adecuada, con el propósito de mejorar el apriete y garantizar su hermeticidad. Las características que debe tener este elemento graso:

- ◆ Cualidades de lubricación adecuadas.
- ◆ No tener cambios radicales de volumen, no tener comportamiento excesivamente fluido y sus propiedades de sello sean suficientes para prevenir fugas a temperaturas de hasta 300 °F.
- ◆ No secarse, endurecerse, evaporarse y oxidarse cambiando sus propiedades físicas.

Tipos de roscas y conexiones (juntas)

- ◆ Resistencia a absorción de agua.
- ◆ Tener suficiente capacidad de rellenar sus microhuecos de las roscas y prevenir fugas a presiones tan altas como 1000 psi.
- ◆ Facilitar su aplicación en clima frío.

Algunas compañías que son fabricantes de roscas y conexiones.

- ◆ Tenaris Tamsa.
- ◆ FOX™.
- ◆ JFEBEAR™.
- ◆ Etc.

Ejemplos de algunos productos de Tenaris Tamsa.

BlueDock™ (Conectores soldados)



Características

- ◆ Disponible en diámetros de 18" a 38".
- ◆ Sellabilidad para gas y agua.
- ◆ Tiene hasta tres llaves antigiratorias para asegurar para soporte adicional.
- ◆ Alto rendimiento de la fatiga.

Aplicaciones

- ◆ Tubería de revestimiento conductora y superficial.
- ◆ Alta presión.
- ◆ Alta temperatura.

Tipos de roscas y conexiones (juntas)

**Blue® (serie Blue®)*



Características

- ◆ Disponible en diámetros de 2 3/8" a 13 5/8".
- ◆ Diseñada para alto rendimiento.
- ◆ El perfil de presión de contacto, el sello minimiza el riesgo de engrane al tiempo que mejora la estabilidad del rendimiento del sello.

Aplicaciones

- ◆ Tubería de revestimiento superficial e intermedio.
- ◆ Liners y Tie - back de producción.
- ◆ Tubería de producción y perforación.
- ◆ Pozos horizontales.
- ◆ Pozos térmicos
- ◆ Pozos profundos y HP/HT (alta presión, alta temperatura).

Wedge 563® (Series Wedge 500™)



Características

- ◆ Disponible en diámetros de 2 3/8" a 7" y en T.R. 5" a 13 5/8".
- ◆ Sello de rosca con 100% de capacidad de colapso, gracias al contacto completo de la roscas, constituyendo también un sello secundario para presión interna.

Aplicaciones

- ◆ T.R. de superficial e intermedia.
- ◆ Tubería de producción, perforación, tie-backs liners.
- ◆ Pozos horizontales y de largo alcance.
- ◆ Pozos geotérmicos.
- ◆ Protección de corrosión y revestimiento interno.
- ◆ Pozos HP/HT (alta presión, alta temperatura) y profundos.

3SB™ (Serie Legacy)



Características

- ◆ Disponible en diámetros de 2 3/8" a 13 5/8".
- ◆ Diseño de conexión confiable y probado en el campo, especialmente en materiales al cromo.

Aplicaciones

- ◆ Tubería de revestimiento de explotación.
- ◆ Tubería de producción.

Tipos de roscas y conexiones (juntas)

Wedge 623® (Series Wedge 600™)



Características

- ◆ Disponible en dimensiones de 9 5/8" - 16 1/2".
- ◆ Sellos externos e internos (metal - metal) acorde a API RP96.
- ◆ Aplicaciones en aguas profundas.
- ◆ Excelente eficiencia de compresión del 80% a 86%.

Aplicaciones

- ◆ Aguas profundas.
- ◆ Tubería de revestimiento intermedio.
- ◆ Liners y tie-backs.
- ◆ Pozos HP/HT (alta presión, alta temperatura) y profundos.

TXP® Buttress (Serie TenarisXP™)



Características

- ◆ Disponible en diámetros de 4 1/2" a 16"
- ◆ 100% de tensión a comparación del cuerpo del tubo.
- ◆ Mejor capacidad estructural:
 - 100% en compresión en comparación con el cuerpo del tubo.
 - Flexión equivalente al cuerpo del tubo.
- ◆ Capacidad adicional de torque.
- ◆ Lisa en el interior (*Internal flush*).
- ◆ Hombro de torque positivo.
- ◆ Intercambiable con API Buttress.

Aplicaciones

- ◆ Shale.
- ◆ Perforación con tubería de revestimiento.
- ◆ Pozos geotérmicos.



ESFUERZOS

Esfuerzos

Los esfuerzos son una carga interna o externa ejercida sobre un cuerpo de cierto material, en general existen dos tipos de esfuerzos los normales (son tensión y compresión) y los esfuerzos cortantes (es un esfuerzo tangente o paralela sobre el área de un cuerpo). Los esfuerzos deben de estar asociados a un área del cuerpo, su unidad de medida es la presión el estado de esfuerzo general es representado con el estado de esfuerzo triaxial.

El material tiene que resistir la carga, por lo general si el esfuerzo del cuerpo está debajo de un nivel determinado el cuerpo se comporta de manera adecuada, si es demasiada la carga sobre el cuerpo este puede sufrir alguna deformación e incluso se podría romper.

Los tres esfuerzos principales que se presentan en el pozo y que actúan en la tubería son (su magnitud varía en cada punto de profundidad):

- ◆ Esfuerzo axial (tensión y compresión).
- ◆ Esfuerzo de presión (presión interna y presión externa): son esfuerzos tangenciales.
- ◆ Esfuerzo de torsión.

Los esfuerzos axiales en la tubería se producen inicialmente por la acción de los efectos gravitacionales sobre esta. Algunos aspectos que intervienen son el peso, flotación, flexión, etc.

- ◆ Tensión: La tensión es una condición mecánica (tensionada o de estiramiento) es aplicada en la sección transversal de la tubería (ver figura 4.1).

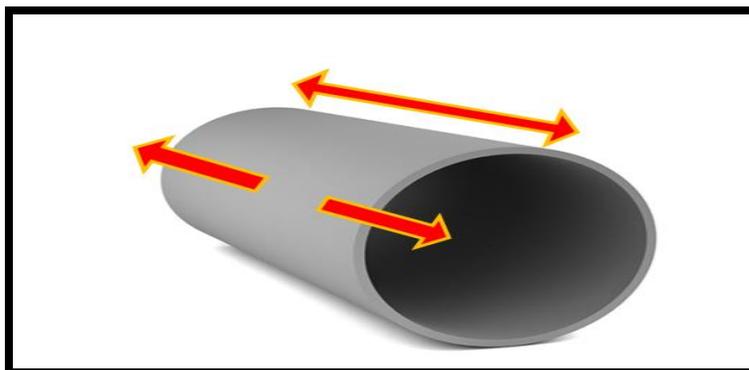


Figura 4.1
Esfuerzo en tuberías de tensión (son representados con las flechas).

Esfuerzos

- ◆ **Compresión:** Es la presión de carga que ejerce la tubería sobre la tubería más cercana a la profundidad total del pozo (aplastamiento en forma transversal al tubo) ver figura 4.2.

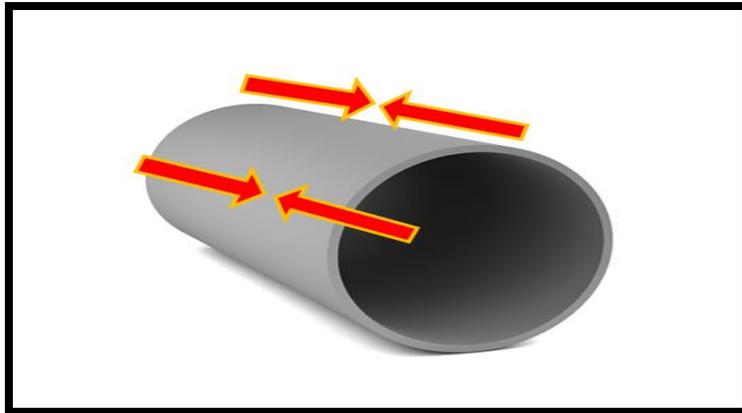


Figura 4.2
Esfuerzo en tuberías de compresión (son representados con las flechas).

Los esfuerzos de presión se presentan sobre la tubería por efecto de presión hidrostática de los fluidos que están en contacto principalmente con la pared de la tubería tanto de la interior y exterior.

- ◆ **Presión interna:** Esfuerzo dentro de la tubería por los fluidos que son bombeado desde la superficie (ver figura 4.3).

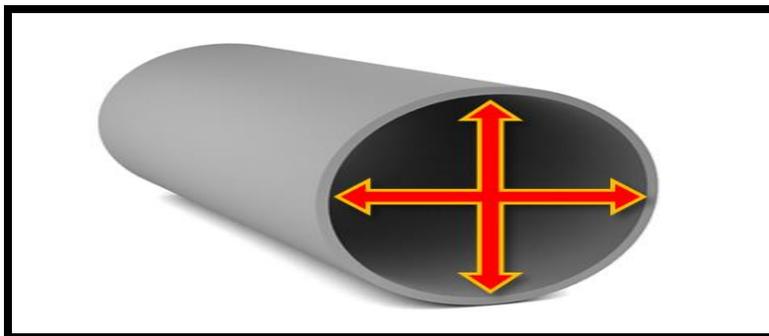


Figura 4.3
Esfuerzo presión interna (son representados con las flechas).

Esfuerzos

- ◆ Presión externa: Los fluidos que están en contacto en la pared exterior de la tubería ejercen presión del espacio anular así como la presión de la formación y sus fluidos que contiene (ver figura 4.4).

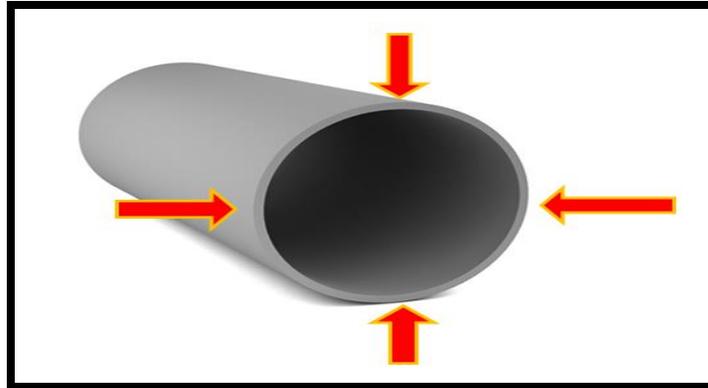


Figura 4.4
Esfuerzo presión externa (son representados con las flechas).

Los esfuerzos biaxiales en la tubería son la presencia de dos tipos de esfuerzo que son un axial (tensión o compresión) y esfuerzo cortantes (presión interna y externa) principalmente. En el modelo biaxial representa la afectación que tiene un esfuerzo sobre el otro y los límites que la tubería soporta.

Esfuerzo de torsión es aquel generado por efecto de torque, es decir movimiento que se manifiesta debido a la rotación que se le imprime a la sarta de tuberías (liner o tubería de perforación) ver figura 4.5.

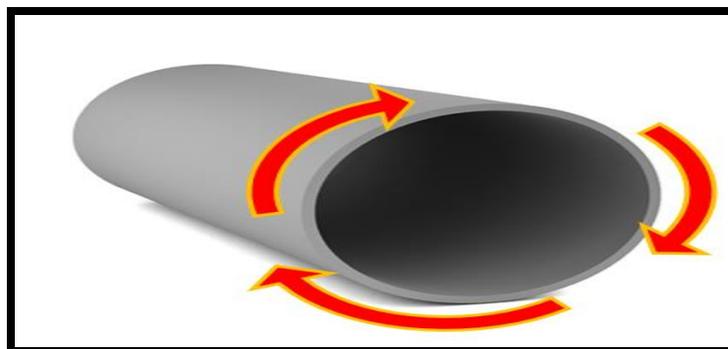


Figura 4.5
Esfuerzo de torsión (son representados con las flechas).



TIPOS DE FALLOS EN TUBERÍAS



Tipos de Fallas en Tuberías

El término de “falla” para un cuerpo o en este caso una tubería ocurre cuando un elemento cesa de realizar adecuadamente la función para la cual estaba destinado, si la tubería sufre cualquier nivel de deformación se debe entender como una posible condición de falla.

Una falla en la tubería es una condición mecánica que refleja una falta de resistencia (la resistencia es aquella aptitud o condición natural que ofrece el material para reaccionar y evitar cualquier tipo de falla o deformación ante una carga o esfuerzo ejercido sobre este).

Alguna de las principales condiciones que propician a presentar una falla en la tubería de un pozo son:

- ◆ Esfuerzos axiales.
- ◆ Esfuerzos de presión o tangenciales.
- ◆ Esfuerzos de torsión.
- ◆ Temperaturas.
- ◆ Presencia de agentes corrosivos.
- ◆ Presencia de agente desgastante y fricción.

Las fallas más comunes que suelen presentarse en las tuberías son:

- ◆ Colapso.
- ◆ Tensión (estiramiento).
- ◆ Estallamiento.
- ◆ Desgaste.
- ◆ Corrosión.

Existen otros efectos que también pueden aparecer como:

- ◆ Pandeo.
- ◆ Balonamiento.
- ◆ Pistoneo.

Tipos de Fallas en Tuberías

Cedencia.

La cedencia es aquella propiedad o condición que posee un material para soportar la deformación elástica o bien la resistencia que opone un material a ser deformado. Las diferentes condiciones de esfuerzos que actúan en la tubería generan ciertas deformaciones (cambio de forma de algún cuerpo), al ser mayor el esfuerzo que la cedencia de dicho material tendrá un porcentaje de la deformación con respecto a su estado original (ver figura 5.1).

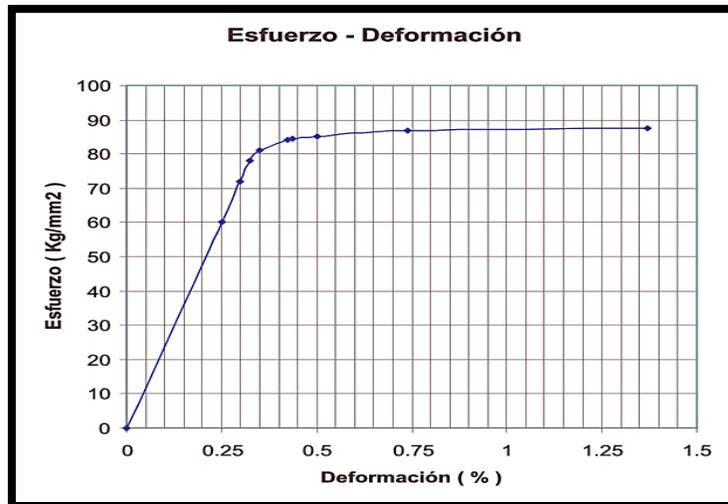


Figura 5.1
Comportamiento elástico de un tubo. Fuente:
Un siglo de perforación en México. Tomo 5. Tuberías.

Se establece que la cedencia del material es el esfuerzo de tensión aplicado cuando alcanza:

◆ El 0.5% de deformación es ligeramente superior al límite elástico es aplicable para aceros API.

- H – 40
- J – 55
- K – 55
- N – 80
- C – 75
- L – 80
- C – 95



Tipos de Fallas en Tuberías

◆ El 65% de deformación aplicable para aceros API.

□ P – 110

□ Q – 125

<u>GRADO</u>	<u>CEDENCIA MÍNIMA</u>	<u>ULTIMA RESISTENCIA</u>	<u>GRADO</u>	<u>CEDENCIA MÍNIMA</u>	<u>ULTIMA RESISTENCIA</u>
H – 40	40000	60000	C – 95	95000	105000
J – 55	55000	60000	Q – 125	125000	145000
K – 55	55000	65000	E – 75	75000	95000
N – 80	80000	95000	X – 95	95000	115000
L – 80	80000	90000	S – 135	135000	155000
P – 110	110000	125000	C – 95	95000	105000
C – 75	75000	95000	P – 105	105000	120000
T – 95	95000	105000	G – 105	105000	120000

Figura 5.2

Relación de cedencia de algunos grados de tubería API.
perforación en México. Tomo 5. Tuberías.

Fuente: Un siglo de

La cedencia de los materiales es afectada por la temperatura a la que este expuesto el material haciéndolo más susceptible a modificar el estado de esfuerzos de la misma, en temperaturas mayores a 150° C, la resistencia de la cedencia del acero empieza a verse disminuida.

Efectos de Imperfecciones.

Dentro de los factores que intervienen en la resistencia de una tubería es el aspecto geométrico estas imperfecciones fueron generadas durante el proceso de fabricación, lo tubulares tienen cierto porcentaje de ovalidad y excentricidad ya que los tubulares no son perfectos.

◆ Ovalidad: Es la imperfección producida en el tubo que presenta un diámetro exterior ligeramente irregular (ver figura 5.3).

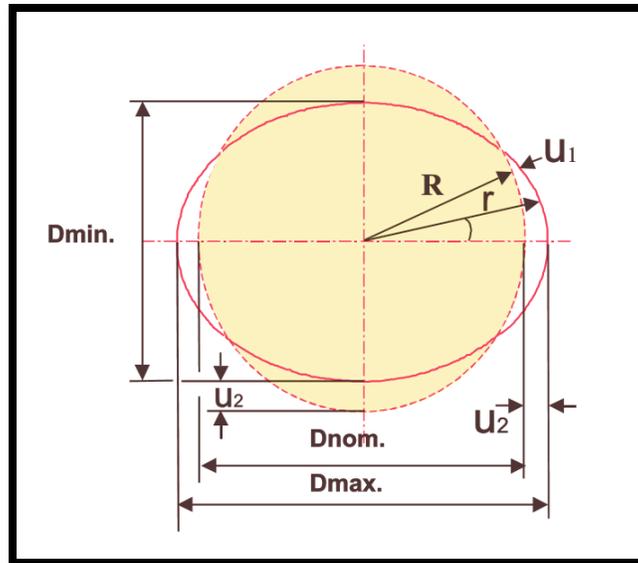


Figura 5.3
Diagrama del contorno de una tubería ovalada.
Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo
5. Tuberías.

Calculo de ovalidad:

$$\diamond \text{ Ecuación 5.1 } S = \frac{D \text{ max.} - D \text{ min.}}{D \text{ nom.}}$$

Datos.

S = Ovalidad [adimensional].

D máx. = Diámetro máximo exterior [unidades de longitud in].

D min. : Diámetro mínimo exterior [unidades de longitud in].

D nom. : Diámetro exterior nominal [unidades de longitud in].

◆ Excentricidad: Es la medida de imperfección detectada por cambios de espesor en la pared en el cuerpo del tubo (ver figura 5.4).

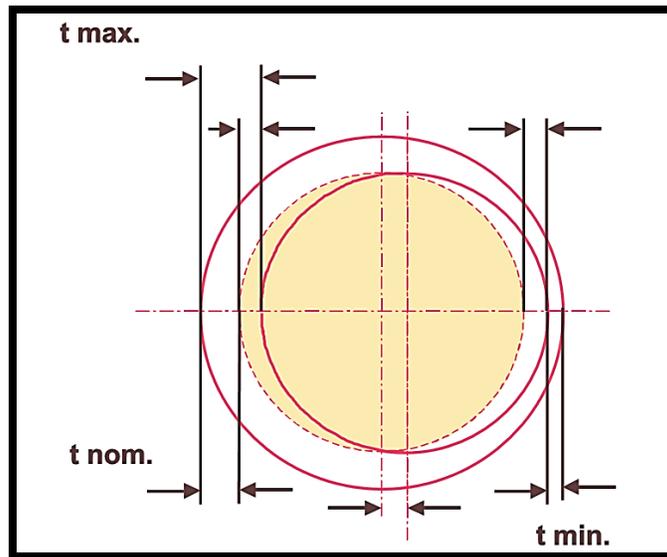


Figura 5.4
Diagrama de la excentricidad de una tubería.
Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5.
Tuberías.

Calculo de excentricidad.

$$\diamond \text{ Ecuación 5.2 } e = \frac{t \text{ max.} - t \text{ min.}}{t \text{ nom.}}$$

Datos.

e = Excentricidad [adimensional].

t máx. = Espesor máximo de la pared [unidades de longitud in].

t mín. : Espesor mínimo mínimo de la pared [unidades de longitud in].

t nom. : Espesor nominal de la pared [unidades de longitud in].

Estas imperfecciones contribuyen a ciertas deformaciones o fallas en las tuberías como puede ser el colapso, estallamiento, etc.

Tipos de Fallas en Tuberías

Colapso

El colapso es el aplastamiento de una tubería, este tipo de falla ocurre por la presión que ejercen los fluidos sobre la pared externa de la tubería siendo mayor que la presión ejercida en el interior del tubo por lo que queda sujeto a la presión de colapso si supera a la cedencia de la tubería (ver figura 5.5).

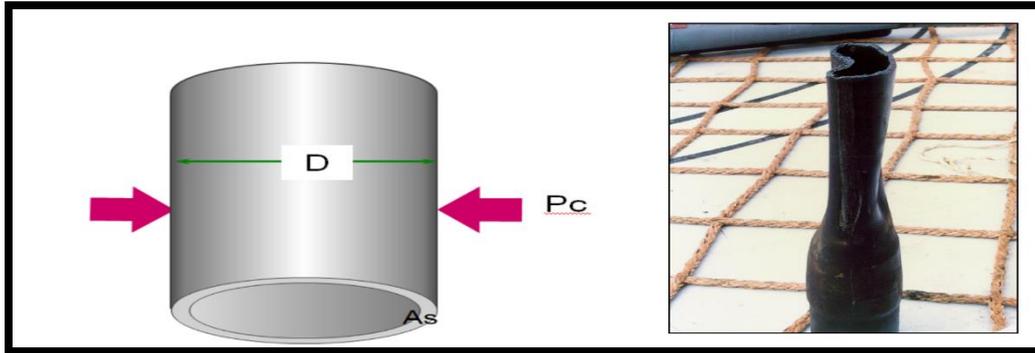


Figura 5.5

Daño por colapso en la tubería.

Fuente: Propiedades y manejo de tuberías en campo para pozos de petróleo y gas. TENARIS TAMSA

A través de pruebas realizadas sobre tuberías API se demostró el comportamiento de falla por colapso en tuberías, las diferentes condiciones de falla para un amplio rango de diámetros y espesores. La relación del diámetro y el espesor se define como esbeltez o delgadez, de acuerdo a las pruebas realizadas entre más grande sea el diámetro mayor es la posibilidad de colapso (ver figura 5.6).

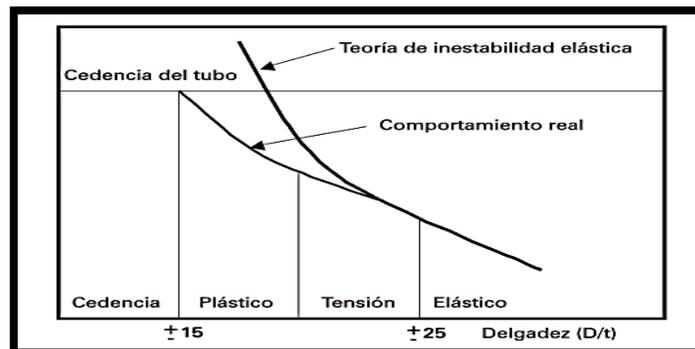


Figura 5.6

Comportamiento de colapso en una tubería.

Fuente: Un siglo de perforación en México.
Tomo 5. Tuberías.

Tipos de Fallas en Tuberías

Tensión

Es el esfuerzo axial que ejerce un efecto de estiramiento es decir dos esfuerzos en sentido contrario al centro del cuerpo de la tubería este puede causar deformación (estiramiento del tubular) fractura (ver figura 5.7).

Las condiciones afectan a la tensión:

- ◆ Efectos gravitacionales (peso de los tubulares).
- ◆ Temperatura.
- ◆ Flotación.
- ◆ Esfuerzos tangenciales.
- ◆ Estallamiento.



Figura 5.7

Daño por tensión en la tubería.

Fuente: Propiedades y manejo de tuberías en campo para pozos de petróleo y gas. TENARIS TAMSA

Estallamiento

La falla por estallamiento es una condición mecánica generada por la acción de una mayor carga interna (presión interna) que la presión externa y la resistencia de presión interna del material de la tubería, da como consecuencia de romper el tubular (ver figura 5.8).

Tipos de Fallas en Tuberías



Figura 5.8

Daño por estallamiento en la tubería.

Fuente: Propiedades y manejo de

tuberías en campo para pozos de petróleo y gas. TENARIS TAMSA

El modelo de los esfuerzos biaxiales para representar la resistencia al colapso y el estallamiento en las tuberías sujetas a esfuerzos axiales (ver figura 5.9).

Se genera una elipse que representa los límites de resistencia de la tubería a la falla por colapso y por estallamiento a diferentes condiciones de esfuerzo axial.

La decencia del material queda representada por la magnitud de la elipse.

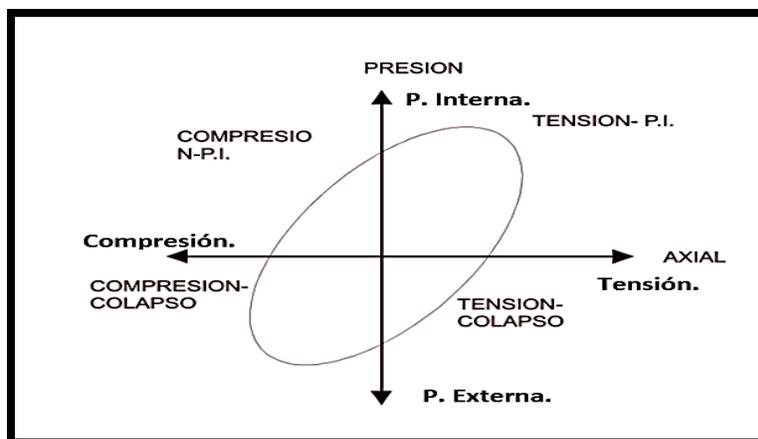


Figura 5.9

Comportamiento de modelo biaxial.

Fuente: Un

siglo de perforación en México. Tomo 5. Tuberías.

Tipos de Fallas en Tuberías

Desgaste

Como su nombre lo indica reduce la cantidad de material acumulado en el cuerpo del tubo causando una abertura en la pared del mismo, existen dos formas para desgastar el tubular principalmente que son por el rozamiento de otros cuerpos con la tubería, como puede ser la formación, equipo (herramientas) e incluso con otra tubería y por la raspadura de partículas de arena entre otros.

Corrosión

La corrosión es un fenómeno electro-químico (transferencia de electrones entre moléculas de acero y los agentes oxidantes) tiene lugar en las tuberías por efecto de la acción del medio ambiente y la reacción del material que está hecho el tubular. Los efectos de corrosión puede ser causado por agua pero los principales son el dióxido de carbono (CO_2) y sulfhídrico (H_2S) (ver figura 5.10). Algunos de los factores que al ser combinados tienen una reacción sobre la condición corrosiva son:

- ◆ PH de los fluidos del pozo (PH 8 beneficia a reducir el ataque de ácido sulfhídrico).
- ◆ Concentración de gases CO_2 y H_2S .
- ◆ Temperatura.
- ◆ Cedencia de material.
- ◆ Magnitud de esfuerzos en la tubería.
- ◆ Presión.
- ◆ Micro-estructura.
- ◆ etc.

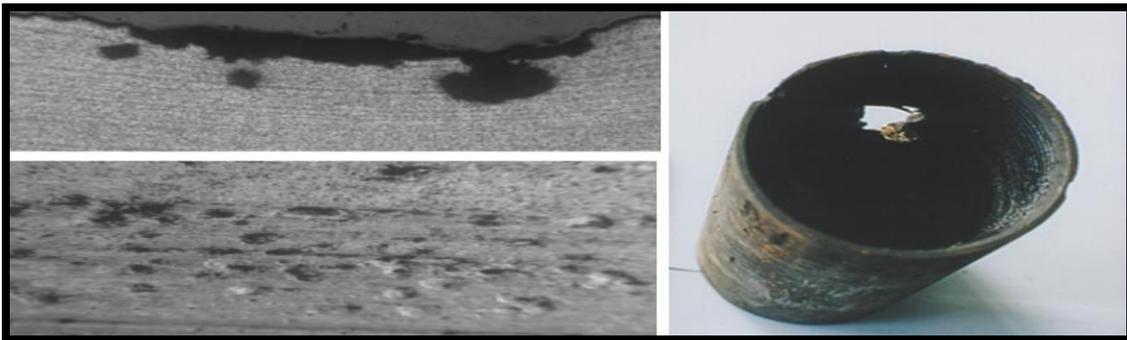


Figura 5.10

Daño por corrosión de la tubería.
Protection.

Fuente: SPE 80483. Cailed Tubing Acid Corrosion

Tipos de Fallas en Tuberías

Los daños de corrosión pueden ir desde una oxidación hasta agrietamiento del acero, el deterioro por los estragos de la corrosión se genera por la pérdida de la capacidad de resistencia del acero al estar en contacto con dicho agentes.

Pandeo

Se denomina pandeo a la deformación mecánica que sufre la tubería por la acción de esfuerzos axiales compresionales (es aquel que es generado por peso de los tubulares) se produce porque la resistencia que tiene el tubular para mantener su forma no es suficiente.

Existen dos tipos de pandeo conocido en tuberías por los criterios de forma y severidad los cuales son pandeo sinuosoidal y pandeo helicoidal (ver figura 5.11).

Las afectaciones que tiene el pandeo es la limitación del paso de herramientas por el interior del tubular.

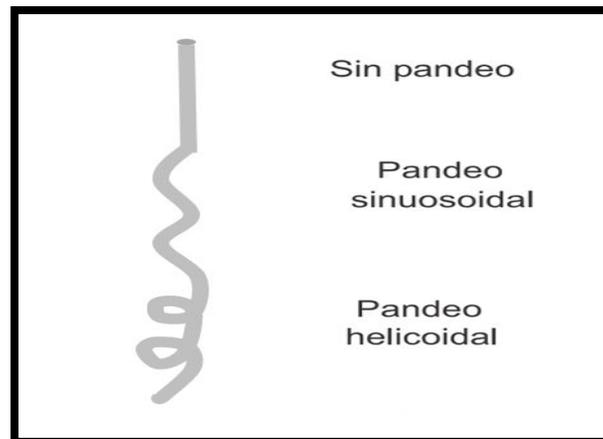


Figura 5.11
Pandeo. Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5. Tuberías.

Balonamiento.

Es el efecto que presenta la tubería por la inflación o desinflación de la tubería que se manifiesta por la presión interna y externa que se domina balonamiento. La deformación elástica propia del acero por los esfuerzos solo deforma la tubería pero no al grado de romperla.

Tipos de Fallas en Tuberías

- ◆ Balonamiento inflación: Se deforma en forma de globo actúa de la misma manera que la falla de estallamiento sin romperse (ver figura 5.12).
- ◆ Balonamiento inverso: Se presenta la deformación de desinflación por la presión externa se comporta de la misma manera que la falla por colapso pero su efecto es menor(ver figura 5.12).

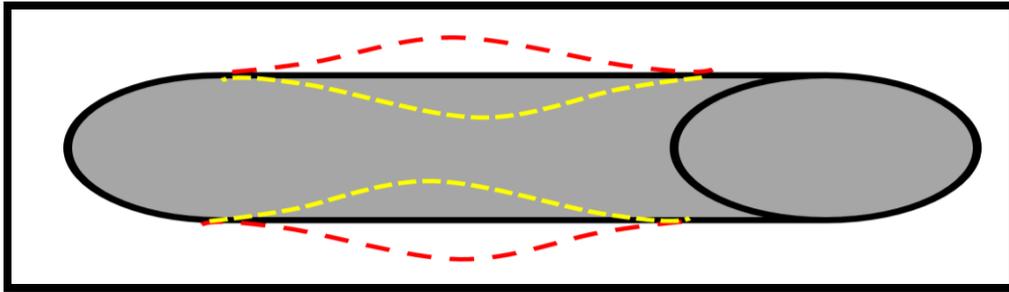


Figura 5.12
Balonamiento de inflación línea roja e inverso línea amarilla.

Pistón

El efecto de deformación del tubular contracción o elongación que tiene la tubería por efecto de los cambios de esfuerzos axiales (ver figura 5.13). Las condiciones elásticas a la tubería de acero, con cada incremento de esfuerzo axial, también la tubería experimenta un cambio longitudinal, este cambio también puede ser causado por el cambio de temperatura.

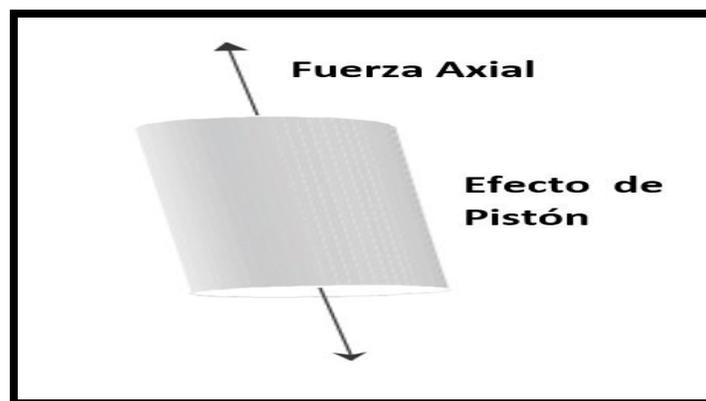


Figura 5.13
Efecto pistón. Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5. Tuberías.

Fallas de Juntas

Las conexiones roscadas o juntas son los elementos mecánicos de las tuberías con dimensiones geométricas y diseños variables lo que las hace más complejas en establecer una condición de fallo a diferencia de las tuberías. Se han detectado diferentes modos de falla en las juntas por carga impuesta.

Fallas por carga axial

Se puede dividir en cargas de tensión y cargas compresivas, la tensión generalmente son soportadas por la forma de la rosca de la conexión, mientras que las cargas compresivas lo soporta la forma de la rosca y los hombros de paro, las fallas son :

- ◆ Salto de rosca (jump - out): Esta falla es generada por la tensión que causa una separación de la rosca del piñón y de la caja. En caso de una carga de compresión el piñón se incrusta en la caja.
- ◆ Fractura: Por la carga de tensión muy alta y la rosca no sede, genera la separación del piñón y el cuerpo del tubo, que generalmente ocurre en la última rosca enganchada (ver figura 5.14).
- ◆ Corte de la rosca: Las roscas son desprendidas del piñón o de la caja (ver figura 5.14).

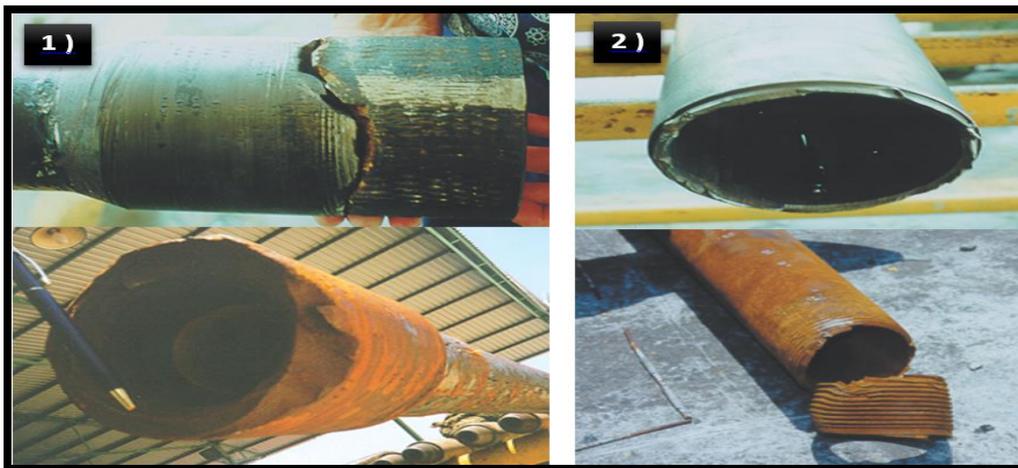


Figura 5.14

Daños por carga axial en conexiones (1 fractura y 2 corte de rosca).

Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo 5. Tuberías.

Tipos de Fallas en Tuberías

Falla por carga de presión

Las cargas de presión en las juntas es desde la parte interna o externa estas cargas afectan la sellabilidad de la rosca, los fallos por estas cargas son:

- ◆ Fuga: Se presenta cuando existe comunicación de fluidos hacia el interior o exterior de la junta, la fuga de una junta generalmente es por:
 - ◆ Falla de diseño de junta(ver figura 5.15).
 - ◆ Condiciones de fondo.
 - ◆ Durante el manejo o corrida de la tubería.
 - ◆ Galling (desprendimiento de materia): Es una condición de falla ocasionada por el desgaste de los metales en contacto (interferencia de la roscas piñón – caja) durante las operaciones de manejo y apriete de conexiones (uso continuo de apriete y desapriete).
 - ◆ Cedencia en el piñón: Es la falla en el piñón es cuando se alcanzan esfuerzos superiores a la cedencia del material del piñón causando su agrietamiento.



Figura 5.15

Falla por diseño de rosca.

Fuente: Un siglo de perforación en México.

Tomo 5. Tuberías.



Tipos de Fallas en Tuberías

Operación donde se presentan mayores esfuerzos

- ◆ Introducción de tuberías: Presión hidrostática de los fluidos dentro y fuera de la tubería.
- ◆ Cementación:
 - Presión generada por el desplazamiento de los fluidos inyectados en el interior de la tubería.
 - Densidades de los fluidos de la lechada y fluidos de control.
 - Comprobación de la lechada.
- ◆ Perforación: Rotación de tubería.
- ◆ Prueba de presión: Aplicación de una presión de inyección de fluidos de densidad constante con la finalidad de generar un perfil de presión.
- ◆ Perdida de circulación: Perdida total o parcial de fluido de control generara un descontrol en la presión interna y externa de la tubería.
- ◆ Brote: Manifestación de gas durante la perforación aumentando presión interna también en el momento de su control.
- ◆ Desplazamiento de gas.
- ◆ Fuga de tubería de producción: Una falla en la conexión transmitiendo la presión de producción o inyección al espacio anular haciendo que aumente considerablemente.
- ◆ Estimulaciones o inyección de fluidos y fracturamiento hidráulico: La inyección de fluido al interior del pozo por medio de la tubería tiene un aumento en la presión interna del tubular.
- ◆ Durante la producción.
- ◆ Acción de domo salino: Es el efecto de la formación plástica causa que la tubería este expuesta a un esfuerzo tangencial variable con presión externa sumamente elevada.



Tipos de Fallas en Tuberías

Pruebas e inspecciones en tuberías

Prueba

Es una serie de procesos que tiene como finalidad la comprobación de las características físicas de funcionalidad y estado del tubular. Existen dos tipos de pruebas:

- ◆ Pruebas destructivas: Las pruebas destructivas son aquellas usadas para determinar los límites y comportamientos de la tubería al ser expuesta a condiciones extremas hasta causarle un daño grave.
- ◆ Pruebas no destructivas: Las pruebas no destructivas son aquellas que sirven para la comprobación del funcionamiento y estado del cuerpo del tubular con la finalidad que al terminar la prueba el tubo sea funcional con las características requeridas.

Inspecciones

Es un proceso que reconoce los defectos o fallas que pueda contener una estructura o material en este caso una tubería.

Tipos de inspecciones:

- ◆ Inspecciones de efectos transversales.
 - ❑ Subsuperficial.
 - ❑ Superficial.
 - ❑ Inclusiones (presencia de otros componentes como puede ser óxidos) y fracturas.
- ◆ Inspecciones de efectos longitudinales.
 - ❑ Cuarteaduras.
 - ❑ Traslapes (uniones de tuberías).
 - ❑ Grietas.
- ◆ Inspecciones de dimensiones y material.
 - ❑ Espesor de la pared (insuficiente) y roscas.
 - ❑ Excentricidad y ovalidad.
 - ❑ Peso incorrecto.
 - ❑ Dimensiones adecuadas el cuerpo del tubo.
 - ❑ Grado de acero.



Tipos de Fallas en Tuberías

- ❖ Uniformidad en el cuerpo del tubo.
 - ❖ Propiedades del tramo de la tubería.
- Visual.

Pruebas e inspecciones que son empleadas generalmente en las tuberías:

- ◆ Prueba de dureza: Su función es comprobar la dureza adecuada del material.
- ◆ Prueba hidrostática: Esta prueba es para la hermeticidad del tubo.
- ◆ Inspección ultrasónica: El propósito de esta inspección es verificar el grosor de las paredes y pérdida de material en algún tramo del tubo.
- ◆ Inspección rayos x: Su función es para saber corrosión, erosión, grosor de las paredes y la calidad de la soldadura.
- ◆ Inspección electromagnetismo: Por medio de magnetismo detecta imperfecciones superficiales.
- ◆ Inspección visual y dimensional: Esta inspección es para determinar la forma y dimensiones (largo, ancho, condición de la rosca, etc.).
- ◆ Inspección mediante líquidos penetrantes: Mediante de líquidos especiales se detectan discontinuidades, defectos superficiales (poros, grietas, fracturas, etc.).
- ◆ Inspección con luz negra: Su principal función es para checar en que condición se encuentra la rosca de la tubería.

Clasificación de tuberías de perforación que han sido usadas en función de su desgaste (ver figura 5.16):

Clasificación de la tubería.	Estado de la tubería.	Colores y números de banda.
◆ Clase I	Tubería Nueva	1 Blanco ■
◆ Premium	Resistencia de 80 %.	2 Blanco □
◆ Case II	Resistencia de 65 %.	1 Amarilla ■
◆ Clase III	Resistencia de 55 %.	1 Azul ■
◆ Clase IV	Desecho	1 Rojo ■

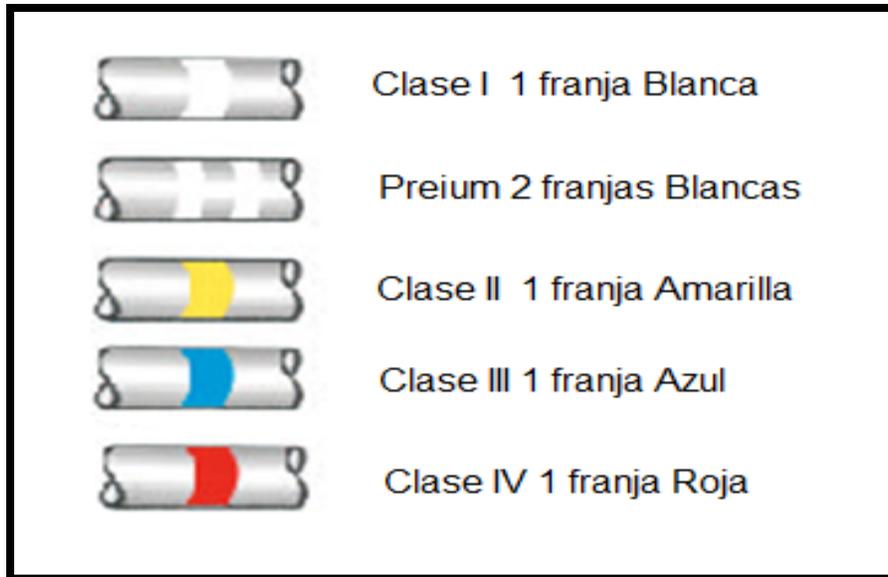


Figura 5.16
Franjas de colores del estado de la tubería.

Apuntes Herramientas de perforación, Ing. Soto Pineda Luis.

Inspecciones empleadas para su clasificación:

- ◆ Inspección visual y dimensional.
- ◆ Inspección electromagnética
- ◆ Inspección ultrasónica.
- ◆ Inspección líquidos penetrantes.
- ◆ Inspección luz negra.



TUBERÍA DE FIBRA DE VIDRIO

Tubería fibra de vidrio

Tubería fibra de vidrio

La tubería hecha de epóxido reforzado con fibra de vidrio, es utilizada con la industria petrolera principalmente con fluidos que generen corrosión tanto en pozos de zonas marinas como de tierra, tiene una gran diversidad de aplicaciones desde baja presión hasta alta presión en el transporte de crudo y gas (ver figura 6.1). Sus características generales de la tubería de fibra de vidrio son:

- ◆ Diámetro de 1- ½ In hasta 32 In (38.1 mm a 914.4 mm) para aplicaciones petroleras.
- ◆ Diámetro de 1 in hasta 72 In has 72 In (25.4 mm a 1828.8 mm) para aplicaciones químico industrial.
- ◆ En temperaturas de hasta 225 F (107.2 ° C) para la industria petrolera.
- ◆ En temperaturas de hasta 275 F (135 ° C).



Figura 6.1
Tubería de fibra de vidrio (superficial). Fuente: Tubería de Epóxido reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Tubería fibra de vidrio

Diseño estándar y API (superficial) / RED THREAD II

Este tipo de tubería es usada en instalaciones superficiales como puede ser de tubería de línea o ductos principalmente en la industria petrolera las características que poseen (ver figura 6.2):

TUBERIA DE LINEA			
PRODUCTOS	Tango de tamaño	Presión	Conexión
STAR™ ADVANCED COMPOSITE THREAD	1 ½" - 8" (40 - 200 mm)	500 - 4000 psi (3.5 - 27.6 MPa)	API 5B 8 ronda
STAR™ PRECISION GROUND THREAD	2" - 8" (50 - 200 mm)	500 - 3000 psi (3.5 - 17.2 Mpa)	API 5B 8 ronda
STAR™ SUPER SEAL HIGH PRESSURE	1 ½" - 6" (40 -150 mm)	500 - 2500 psi (3.5 - 8.6 Mpa)	O - Ring Mecanico (3 Roscas por pulgada)
STAR™ SUPER SEAL	2" - 12" (50 - 300 mm)	500 - 1250 psi (3.5 - 8.6 MPa)	O - Ring Mecánico (4 Roscas por pulgada 2" - 6") (2 Roscas por pulgada 8" - 12")
RED THREAD® II	2" - 24" (60 - 600 mm)	225 - 450 psi (1.6 - 3.1 Mpa)	Threaded and Bonded (T.A.B.) Bell & Spiogot (Acople de Desbaste)
RED THREAD® II PERFORMANCE PLUS	8" - 24" (200 - 600 mm)	450 psi (3.1 Mpa)	Bell & Spiogot (Acople de Desbaste)

Figura 6.2

Tubería superficial de fibra de vidrio.
fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Fuente: Tubería de Epóxido reforzada con

- ◆ Tamaño del diámetro se encuentra entre 1-1/2 In hasta 24 In (38.1 mm a 600 mm).
- ◆ Maneja presiones que están entre 22 s PSI (1.6 MPa) hasta 4000 PSI (2.6 MPa).
- ◆ La temperatura es de hasta 200 F (93.3 ° C).

Propiedades de Tubería	UNIDAD	RANGO	UNIDAD	RANGO
Tasas de Presión Interna (Diseño – Estática / Máx.)	psi	225 - 4000	MPa	1.55 - 27.58
Tasas de Presión Externa (Min. / Max.)	psi	3.5 - 5500	MPa	1.6 - 37.9
Tasas de Temperatura (Diseño - Min. / Max.)	°F	150 - 210	°C	65 - 99
Rangos Tensiles (Min. / Max.)	lb	980 - 59400	kg	445 - 26944
Diseño de Vida (API 15 HR)	Year	20	Year	20

Figura 6.3

Propiedades de la tubería de línea (superficial).
reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Fuente: Tubería de Epóxido

Tubería fibra de vidrio

Contribuye con la resistencia química de la corrosión principalmente, resistencia a la temperatura y la fibra de vidrio del tubular otorga mayor resistencia a los esfuerzos a los que es sometido.

Propiedades de Materiales	UNIDAD	RANGO	UNIDAD	RANGO
Módulo de Elasticidad – Axial	psi (x10 ⁶)	1.5 - 2.0	GPa	10.3 - 13.8
Módulo de Elasticidad – Tangencial	psi (x10 ⁶)	2.6 - 4.3	GPa	17.9 - 29.7
Razón de Poisson		0.38 - 0.39		0.38 - 0.39
Coefficiente de Expansión Térmica	pulg/pulg/°F (x10 ⁻⁵)	0.87 - 1.25	mm/mm/°C (x10 ⁻⁵)	1.6 - 2.3
Coefficiente de Conductividad Térmica	Btu/pie/hr/°F)	0.20 - 0.23	W/m/°C	0.35 - 0.40
Gravedad Específica		1.8 - 1.99		1.8 - 1.99
Densidad de Material	lb/pie ³	112 - 124	kg/m ³	1794 - 1986
Rugosidad de Superficie (Absoluta)	pulg	0.00021	mm	0.00533
Coefficiente de Flujo - Hazen Williams c		150 - 160		150 - 160

Figura 6.4

Propiedades del material de la tubería línea (superficial).
reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Fuente: Tubería de Epóxido

Ventajas.

◆ Control de corrosión:

- No requiere ningún revestimiento protector.
- Resiste la corrosión causada por el CO₂, H₂S y el agua salada.

◆ Costo reducido en la instalación de la tubería de línea.

- Ligera y fácil de manejar.
- Requiere menos personal y herramientas durante la instalación.

◆ Capacidad del flujo mejorada.

- La pared interna del tubo es más lisa incrementando su eficiencia.
- Resiste las incrustaciones, parafinas.



Tubería fibra de vidrio

Aplicaciones.

- ◆ Línea de flujo o inyección.
- ◆ Línea de transporte o desechos.
- ◆ Tubería para baterías de tanque.
- ◆ Líneas de agua contra incendios.
- ◆ Petróleo, agua salada, H₂S.
- ◆ Producción de gas natural.
- ◆ CO₂ de alta presión e inyección de agua salada.
- ◆ Químicos suaves.
- ◆ Sales.
- ◆ Solvente.
- ◆ Soluciones con PH 2-13.

Tuberías de Producción y Tuberías de Revestimiento de Fibra de Vidrio.

Las tuberías de fibra de vidrio usadas en los pozos están sometidos a mayores esfuerzos y condiciones. (Tipo de fluido, temperatura, etc.) Son utilizados mayormente para aplicaciones que involucren una alta corrosión con profundidades de 10.000 ft (3.038 m). Las tuberías que se encuentran dentro del pozo tienen una secuencia única de capas de fibra de vidrio con cero grados, la cual le proporciona un desempeño textil superior.

Tubería en el Pozo			
Productos	Tango de tamaño	Presión	Temperatura
Tubing (Producción)	1 ½" - 4 ½" (40 - 115 mm)	4000 psi (27.6 Mpa)	200 ° F (93.3 ° C)
Casing (Revestimiento)	4 ½" - 9 ½" (115 - 224 mm)	2000 psi (13.8 Mpa)	200 ° F (93.3 ° C)
Pozo Poco Profundo	1 ½" - 2 ⅞" (40 - 73 mm)	1500 psi (10.3 Mpa)	150 ° F (65.6 ° C)
Tamizado de Pozo	1 ½" - 6" (40 - 400 mm)	---	200 ° F (93.3 ° C)
Forros Ranurados	1 ½" - 6" (40 - 400 mm)	---	200 ° F (93.3 ° C)

Figura 6.5

Tubería dentro del pozo de fibra de vidrio.

Fuente: Tubería de Epóxido reforzada con

fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Tubería fibra de vidrio

Las características que tiene este tipo de tuberías para el pozo petrolero son:

- ◆ El tamaño del diámetro 1-1/2 In hasta 9-5/8 In (38.1 mm a 224 mm).
- ◆ Soporta presiones desde 1000 PSI hasta 4000 PSI (6.9 MPa a 27.6 MP).
- ◆ Temperatura que soporta es de 200° f (93.3 ° C).
- ◆ Longitud de cada tubular es de 30 ft (9.1 m).

Propiedades de Materiales	UNIDAD	RANGO	UNIDAD	RANGO
Módulo de Elasticidad – Axial	psi (x10 ⁶)	1.5 - 3.0	GPa	10.3 - 20.7
Módulo de Elasticidad – Tangencial	psi (x10 ⁶)	3.2 - 4.5	GPa	22.8 - 31.1
Razón de Poisson		0.16 - 0.38		0.16 - 0.38
Coefficiente de Expansión Térmica	pulg/pulg/°F (x10 ⁻⁶)	0.87 - 1.25	mm/mm/°C (x10 ⁻⁶)	1.57 - 2.25
Coefficiente de Conductividad Térmica	Btu/pie/hr/°F)	0.20 - 0.23	W/m/°C	0.30 - 0.40
Gravedad Específica		1.80 - 1.96		1.80 - 1.96
Densidad de Material	lb/pie ³	112 - 122	kg/m ³	1794 - 1954
Rugosidad de Superficie (Absoluta)	pulg	0.00021	mm	0.00533
Coefficiente de Flujo - Hazen Williams c		150 - 160		150 - 160

Figura 6.6

Propiedades del material de la tubería dentro del pozo.
reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Fuente: Tubería de Epóxido

Propiedades de Tubería	UNITS	RANGE	UNITS	RANGE
Tasas de Presión Internas (Diseño - Static / Max.)	psi	1000 - 4000	MPa	6.9 - 27.6
Tasas de Temperatura (Diseño - Min. / Max.)	°F	150 - 210	°C	65 - 93
Rangos Tensiles (Min. / Max.)	lb	5000 - 125000	kg	2268 - 56700
Rangos de Colapso (Min. / Max.)	psi	650 - 4400	MPa	4.5 - 30.3

Figura 6.7

Propiedades de la tubería dentro del pozo.
con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Fuente: Tubería de Epóxido reforzada

Tubería fibra de vidrio

Conexión (Tubería de Producción y Tubería de Revestimiento.).

La conexión empleada para el tubular de fibra de vidrio, es la rosca Compuesta Avanzada ACT por siglas en inglés, a cual contiene grafito y cerámica que incrementa el desempeño de la unión y desacoplamiento de la misma, es una unión estándar compatible con otros productos de acero de la industria API, están presentes en roscado y acoplado y o en una junta integral.

De la misma manera que la conexión de acero le impacta la cantidad de veces que una tubería puede ser bajada y subida en el pozo, así como la velocidad de acoplamiento y dos esfuerzos a los que se someta.

Desempeño mejorado para acoplamiento y desacoplamiento.

◆ Tubería con unión ACT (ver figura 6.8).

- ❑ Menor torque de desacople.
- ❑ Tolerancia de rosca más ajustada.
- ❑ Menor desgaste de rosca.
- ❑ Rosca con mayor resistencia.

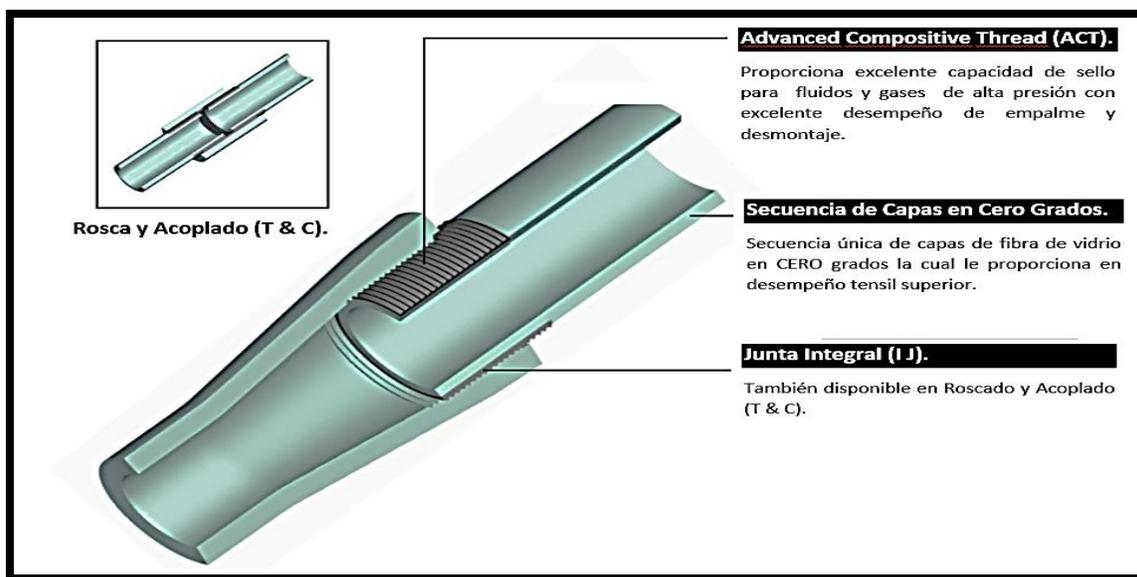


Figura 6.8
Unión ACT de fibra de vidrio.
Unión ACT de fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Fuente: Tubería de Epóxido reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Tubería fibra de vidrio

- ◆ Desempeño superior en el interior del pozo.
 - Refuerzo contra esfuerzo axial.
 - Tensión balanceada.

Aplicaciones.

- ◆ Tubería de inyección (como agua salada principalmente).
- ◆ Tubería de Producción.
- ◆ Tubería de Revestimiento.
- ◆ Eliminación de residuos químicos.
- ◆ Geotérmica.
- ◆ Tubería de Revestimiento para pozos de observación (monitoreo)
- ◆ Fluido altamente corrosivo que sean muy dañinos para tuberías de acero.

Conexiones (ACT, PGT, SSS, TAB).

Advanced Composite Thread (ACT).

El diseño de la conexión ACT proporciona una rosca con mayor resistencia axial y resistencia química, esta conexión Premium de F65 con diseño de rosca fabricado con un compuesto especial que es de epóxido, grafito y cerámica. La conexión junto con un lubricante a base de teflón o propiedades sellantes proporciona una capacidad excepcional de sellado para fluidos y gases de alta presión, la unión ACT son fabricadas con estándares API que se presentan como junta integral o roscado y acoplado (ver figura 6.9).

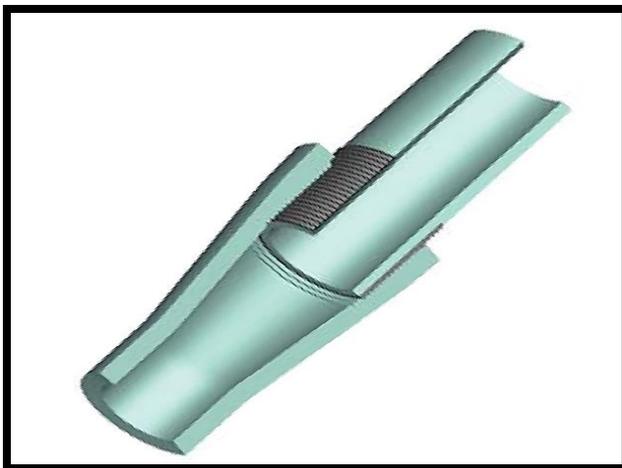


Figura 6.9

Unión ACT de fibra de vidrio.

Fuente: Tubería de Epóxido reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Tubería fibra de vidrio

Precisión Ground Thread (PGT).

Tiene un mejoramiento de roscas con más características de acabado de la fibra de vidrio, la conexión requiere el uso de lubricante con base en teflón para un mejor sellado. Se fábrica la conexión PGT bajo los estándares API y es utilizada en tubería de línea y presenta como junta integra (ver figura 6.10).

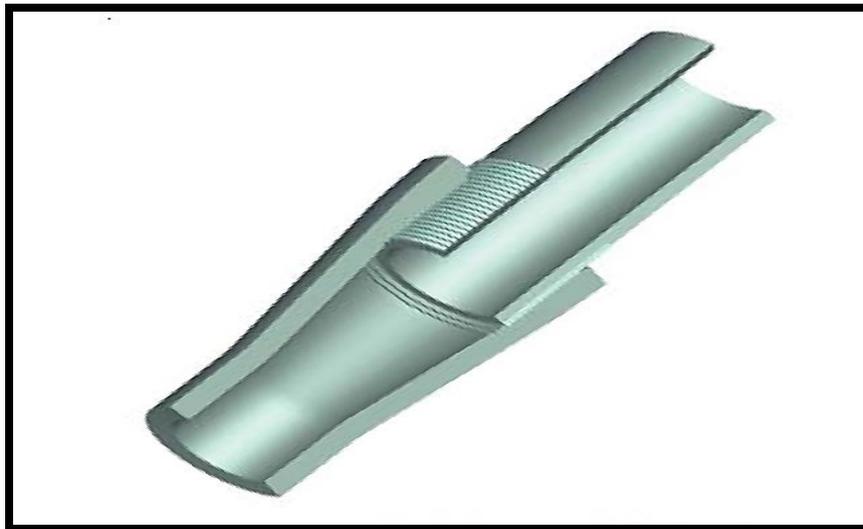


Figura 6.10
Unión PGT de fibra de vidrio. Fuent: Tubería de Epóxido reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

STAR Super Seal (SSS).

STAR Super Seal High Pressure (SSSHP).

Es una conexión rápida, sello mecánico tipo O ring de auto sujeción, la SSS y SSSHP son conexiones para todo tipo de ambiente (ver figura 6.11). Son de Nitrilo que soportan temperaturas de 200 ° F (93.3 ° C), especialmente para altas concentraciones de CO₂ y H₂S. Las dimensiones que presentan son:

Tubería fibra de vidrio

- ◆ La SSS de diámetro 2 In a 6 In (50 mm – 150 mm) utiliza una rosca de 4 roscas por pulgada (In) mientras que para tamaños más grandes que van de 8 In a 12 In (200 mm – 300mm), utiliza la rosca con 2 roscas por pulgada (In).
- ◆ La SSSHP utiliza solo en la rosca 3 en los mismos diámetros que la SSS.

El empalme resulta un 25% más rápido y permite soportar presiones de 2500 Psi (17.2 MPa).

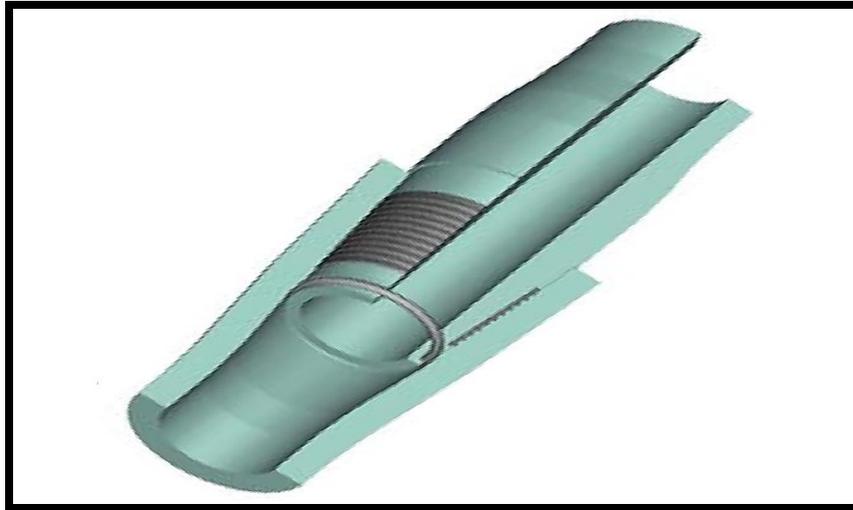


Figura 6.11
Unión SSS de fibra de vidrio. Fuente: Tubería de Epóxido reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.

Threaded and Bonded (T.A.B.).

La conexión de T.A.B. es la unión principal para tuberías Red Thread II (tubería superficial o tubería de línea) es de diámetros de 2 In a 6 In (50 mm – 150 mm), tienen un perfil especial con roscas de paso doble con ensambles rápidos para los diámetros de tamaño 8 In a 24 In (200 mm – 600 mm) se utiliza el método con unión de terminado tipo campana y espiga. Las juntas T.A.B. favorecen el acoplamiento positivo y previene el retroceso (ver figura 6.12).

Se presentan estas conexiones en junta integral o roscada y acoplada.



Figura 6.12
Unión TAB de fibra de vidrio. Fuente: Tubería de Epóxido
reforzada con fibra de vidrio. Fiber Glass Systems.



APLICACION DE ALEACIONES



Aplicaciones de aleaciones

Aplicaciones de aleaciones

Las aleaciones de las tuberías son de gran importancia ya que tienen diversas características que se ajustan a las necesidades del pozo que se requieren como:

- ◆ Presiones internas altas.
- ◆ Presiones externas altas.
- ◆ Tensiones altas.
- ◆ Presencia de corrosión.
- ◆ Altas y bajas temperaturas.

Los componentes de estas aleaciones son los que les dan las propiedades que ayudan a resistir a los esfuerzos y ambientes que están presentes en el pozo, algunos de estos elementos integran estas aleaciones son:

- | | |
|-------------------|-------------------|
| ◆ Carbono (C). | ◆ Níquel (Ni). |
| ◆ Silicio (Si). | ◆ Cromo (Cr). |
| ◆ Manganeso (Mn). | ◆ Molibdeno (Mo). |
| ◆ Fósforo (P). | ◆ Niobio (Nb). |
| ◆ Azufre (S). | ◆ Boro (B). |
| ◆ Cobre (Cu). | ◆ Etc. |

Cada fabricante tiene su propia proporción de estos elementos para la creación de las aleaciones con la finalidad de que sean más ligeras y resistentes según sea el caso. Dos ejemplos de estas compañías son:

- ◆ JFE Steel Corporation OCTG (Oil Country Tubular Goods - Productos Tubulares para Campos Petrolíferos)
- ◆ Tenaris Tamsa.

Aleaciones de JFE Steel Corporation OCTG

JFE Steel Corporation es una compañía que ha fabricado Tubulares para países Petroleros desde 1971 a nivel mundial actualmente, su principal planta de producción se encuentra en China.

Aplicaciones de aleaciones

Revestimiento de alto colapso

Grado	C, máx.	Si, máx.	Mn, máx.	P, máx.	S, máx.
JFE-95T JFE-110T	0.35	0.35	1.60	0.030	0.030
Grado	Requisitos de Tracción			Resistencia al Colapso	
	Límite de Fluencia ksi (MPa)	Resistencia a la Tracción min. ksi (MPa)	Alargamiento		
JFE-95T	95~125 (655~862)	110 (758)	Según API 5CT	Pregunte al representante de JFE	
JFE-110T	110~140 (758~965)	125 (862)			

Figura 7.1

Composición y propiedades mecánicas de acero para alto colapso.
Productos Tubulares para Países Petroleros.

Fuente :OCTG

Pozo profundo

Grado	C	Si máx.	Mn máx.	P máx.	S máx.	Cu máx.	Ni máx.	Cr	Mo	Nb máx.
JFE-125V JFE-140V	0.15~0.35	0.35	1.00	0.030	0.015	0.30	0.10	0.80~1.60	0.15~1.10	0.050
Grado	Requerimientos de Tension			Requerimiento de Estallido por Impacto 2mm en V (solo Tuberia de Revestimiento)						
	Límite de Fluencia ksi (MPa)	Resistencia a la Tracción min. ksi (MPa)	Alargamiento	Temperatura de Prueba	Muestra	Mínima Energía Absorbida Promedio Pie-Libras (J)	Mínima Energía Absorbida Individual Pie-Libras (J)			
JFE-125V	125~150 (862~1034)	135 (931)	Según API 5CT	-4°F (-20°C)	10 x 10	20 (27)	15 (20)			
JFE-140V	140~170 (965~1171)	150 (1034)			10 x 7.5	16 (22)	12 (16)			

Figura 7.2

Composición y propiedades mecánicas de acero para pozos profundos.
Productos Tubulares para Países Petroleros.

Fuente: OCTG



Aplicaciones de aleaciones

Servicio corrosivo especial (Ácido Sulfúrico – H₂S)

Grado	C	Si máx.	Mn máx.	P. máx.	S máx.	Cu máx.	Ni máx.	Cr	Mo	Nb máx.	B máx.
IFE-80S, -85S IFE-90S, -95S	0.15-0.35	0.35	1.35	0.020	0.010	0.30	0.10	máx. 1.60	0.05-1.10	0.050	0.0040
IFE-85SS, -90SS IFE-95SS,			1.00					0.80-1.60	0.15-1.10		
IFE-110S, -110SS	máx. 0.50						0.20	máx. 1.60	máx. 1.10		

Ítem	Requisitos de Tracción			Requisitos de Dureza		
	Límite de Fluencia ksi (MPa)	Resistencia a la Tracción min. ksi (MPa)	Elongación	Según Temple	Dureza (HRC) Máxima	
JFE-80S	80-95 (552-655)	95 (655)	Según API 5CT	—	22	
JFE-85S	85-100 (586-689)	95 (655)		—	23	
JFE-90S	90-105 (621-724)	100 (689)		—	24	
JFE-95S	95-110 (655-758)	105 (724)		—	25	
JFE-110S	110-125 (758-862)	120 (827)		—	31	
JFE-85SS	85-100 (586-689)	95 (655)		Equivalente mínimo al 90% de Estructura martensítica	—	23
JFE-90SS	90-105 (621-724)	100 (689)			—	24
JFE-95SS	95-110 (655-758)	105 (724)			—	25
JFE-110SS	110-125 (758-862)	120 (827)			—	31

Figura 7.3

Composición y propiedades mecánicas de acero para Ácido Sulfúrico – H₂S.

Fuente:

OCTG Productos Tubulares para Países Petroleros.

Servicio de baja temperatura

Grado	Requisitos de tracción			Requerimiento de Estallido por Impacto 2mm en V (solo Tubería de Revestimiento)			
	Límite de Fluencia ksi (MPa)	Resistencia a la Tracción min. ksi (MPa)	Elongación	Temperatura de Ensayo	Muestra	Mínima Energía Absorbida Promedio Pie-Libras (J)	Mínima Energía Absorbida Individual Pie-Libras (J)
JFE-80L	80-95 (552-655)	95 (655)	Según API 5CT	-50°F (-46°C)	10 x 10	25 (34)	19 (26)
JFE-95L	95-125 (655-862)	110 (758)			10 x 7.5	20 (27)	15 (20)
JFE-110L	110-140 (758-965)	125 (862)			10 x 5	14 (19)	10 (14)
JFE-125L	125-150 (862-1034)	135 (931)					

Figura 7.4

Composición y propiedades mecánicas de acero para pozos profundos.

Fuente:

OCTG Productos Tubulares para Países Petroleros.

Aplicaciones de aleaciones

Servicio corrosivo (Bióxido de Carbono - CO₂)

Grado	C	Si, máx.	Mn	P, máx.	S, máx.	Cr	Ni	Mo	Cu, máx.
JFE-13CR	0.15-0.22	1.00	0.25-1.00	0.020	0.010	12.0-14.0	máx. 0.50	—	0.25
JFE-HP1-13CR	máx. 0.04	0.50	máx. 0.60	0.020	0.010	12.0-14.0	3.50-4.50	0.80-1.50	—
JFE-HP2-13CR	máx. 0.04	0.50	máx. 0.60	0.020	0.005	12.0-14.0	4.50-5.50	1.80-2.50	—
Grado	Límite de Fluencia		Resistencia a la Tracción		Elongación %	Dureza máx. HRC			
	min.	máx.	min.						
	Psi (MPa)	Psi (MPa)	Psi (MPa)						
JFE-13CR-80	80 000 (552)	95 000 (655)	95 000 (655)		Fórmula API	23			
JFE-13CR-85	85 000 (586)	100 000 (689)	100 000 (689)		Fórmula API	24			
JFE-13CR-95	95 000 (655)	110 000 (758)	105 000 (724)		Fórmula API	27			
JFE-HP1-13CR-95	95 000 (655)	110 000 (758)	105 000 (724)		Fórmula API	28			
JFE-HP2-13CR-95						30			
JFE-HP1-13CR-110	110 000 (758)	130 000 (896)	120 000 (827)		Fórmula API	32			
JFE-HP2-13CR-110						32			

Figura 7.5

Composición y propiedades mecánicas de acero para Bióxido de Carbono - CO₂.

Fuente: OCTG Productos Tubulares para Países Petroleros.

Servicio corrosivo (Bióxido de Carbono - CO₂) de alta resistencia y alta temperatura.

Grado	C máx.	Si máx.	Mn máx.	P máx.	S máx.	Cr	Ni	Mo	Cu máx.
JFE-UHP™-15CR-125	0.04	0.50	0.60	0.020	0.005	14.0-16.0	6.00-7.00	1.8-2.5	1.5
Grado	Límite de Fluencia		Resistencia a la Tracción		Alargamiento %	Máx. Dureza HRC			
	min.	máx.	min.						
	ksi (MPa)	ksi (MPa)	ksi (MPa)						
JFE-UHP™-15CR-125	125 (862)	150 (1034)	135 (931)		Fórmula API	37			

Figura 7.6

Composición y propiedades mecánicas de acero para Bióxido de Carbono - CO₂ alta resistencia y alta temperatura.

Fuente: OCTG Productos Tubulares para Países



Aplicaciones de aleaciones

Aleaciones de Tenaris Tamsa

Es una de las compañías más grandes del mundo en la fabricación de tubos de acero para la industria energética ubicado en Veracruz México, esta compañía opera desde hace 60 años algunos de los productos que realiza son:

- ◆ Conexiones Premium
- ◆ Tubos de conducción offshore
- ◆ Procesamiento de Hidrocarburos
- ◆ Generación de Energía
- ◆ Varillas de Bombeo
- ◆ Industrial y Mecánica
- ◆ Automotriz
- ◆ Etc.

Tubería de Revestimiento de alto colapso

PROPIEDADES MECÁNICAS			
GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MÍNIMA (KSI)	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁXIMA (KSI)	TENSIÓN DE ROTURA MÍNIMA (KSI)
TN 80HC	80	110	100
TN 95HC	95	125	110
TN 110HC	110	140	125
TN 125HC	125	150	135
TN 140HC	140	170	150
P110 IC	110	140	125
P110 ICY	125	140	125
Q125 IC	125	150	135
Q125 ICY	135	150	135

Figura 7.7

Propiedades mecánicas de acero para alto colapso.

Fuente: TENARIS TAMSA.

Aplicaciones de aleaciones

Baja temperatura

PROPIEDADES MECÁNICAS					
GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MÍNIMA (KSI)	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁXIMA (KSI)	TENSIÓN DE ROTURA MÍNIMA (KSI)	CVN ENERGIA ABSORVIDA CL 10 X 10 MM AT -45° C	
				MÍNIMO INDIVIDUAL (JOULE)	MÍNIMO PROMEDIO (JOULE)
TN 55LT	55	90	95	30	40
TN 80LT	80	110	100	60	70
TN 95LT	95	110	105	50	60
TN 110LT	110	140	125	40	50
TN 125LT	125	150	135	30	40

Figura 7.8

Propiedades mecánicas de acero para baja temperatura.

Fuente: TENARIS TAMSA.

Alta ductilidad (Tensión)

PROPIEDADES MECÁNICAS ESPECIFICADAS						
GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MÍNIMA (KSI)	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁXIMA (KSI)	TENSIÓN DE ROTURA (KSI)	ELONGACIÓN (MIN %)	LECTURA DE DUREZA MÁXIMA	TENSIÓN DE FLUENCIA / MÁXIMA TENSIÓN DE ROTURA
TN 35HD	36	56	60	30	93 HRB	0.80
TN 45HD	45	65	63	30	95 HRB	0.85
TN 60HD	60	80	75	30	22 HRC	0.90
TN 70HD	70	90	82	22	22 HRC	0.90

Figura 7.9

Propiedades mecánicas de acero para alta tensión.

Fuente: TENARIS TAMSA.

Aplicaciones de aleaciones

Servicio térmico (para crudo pesado)

PROPIEDADES MECÁNICAS				
GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MÍNIMA (KSI)	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁXIMA (KSI)	TENSIÓN DE ROTURA MÍNIMA (KSI)	VALOR MÁXIMO DE DUREZA (HRC)
TN 55TH	55	75	95	22
TN 80TH	80	95	95	21

Figura 7.10
Propiedades mecánicas de acero para servicio térmico (crudo pesado).

Fuente: TENARISTAMSA.

Servicio corrosivo extremo (Ácido Sulfúrico – H₂S)

PROPIEDADES MECÁNICAS					
GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MIN. (KSI)	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁX. (KSI)	TENSIÓN DE ROTURA MIN. [KSI]	LECTURA DE DUREZA MÁX. HRC	NACE MÉTODO A UMBRAL % SMYS****
TN 80SS	80	95	95	22	90
TN 90SS	90	105	100	24	90
TN 95SS	95	110	105	25	90
TN 100SS	100	115	110	27	85
TN 110SS	110	125	115	29	85
TN 125SS	125	140	130	36*	85**
TN 80S	80	95	95	22	85***
TN 90S	90	105	100	24	85***
TN 95S	95	110	105	25	85***

Figura 7.11
Propiedades mecánicas de acero para corrosivo extremo (Ácido Sulfúrico – H₂S).
Fuente: TENARISTAMSA.

Aplicaciones de aleaciones

Alto colapso y servicio corrosivo (Ácido Sulfúrico – H₂S)

PROPIEDADES MECÁNICAS					
GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MIN. (KSI)	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁX. (KSI)	TENSIÓN DE ROTURA MIN. [KSI]	LECTURA DE DUREZA MÁX. HRC	NACE MÉTODO A UMBRAL % SMYS****
TN 80SS	80	95	95	22	90
TN 90SS	90	105	100	24	90
TN 95SS	95	110	105	25	90
TN 100SS	100	115	110	27	85
TN 110SS	110	125	115	29	85
TN 125SS	125	140	130	36*	85**
TN 80S	80	95	95	22	85***
TN 90S	90	105	100	24	85***
TN 95S	95	110	105	25	85***

Figura 7.12

Propiedades mecánicas de acero para alto colapso y corrosión (Ácido Sulfúrico – H₂S).

Fuente: TENARISTAMSA.

Servicio crítico (Bióxido de Carbono - CO₂)

PROPIEDADES MECÁNICAS DEL 1% CROMO			
GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MÍNIMA (KSI)	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁXIMA (KSI)	TENSIÓN DE ROTURA MÍNIMA (KSI)
TN 55CS	55	80	80
TN 70CS	70	100	95
TN 75CS	75	105	100

PROPIEDADES MECÁNICAS DEL 3% CROMO				
GRADO	TENSIÓN DE FLUENCIA MÍNIMA (KSI)	TENSIÓN DE FLUENCIA MÁXIMA (KSI)	TENSIÓN DE ROTURA MÍNIMA (KSI)	LECTURA DE DUREZA MÁXIMA (HRC)
TN 80Cr3	80	95	95	23
TN 95Cr3	95	110	105	-
TN 110Cr3	110	140	125	-

Figura 7.13

Propiedades mecánicas de acero para Bióxido de Carbono - CO₂.

Fuente: TENARISTAMSA.

Aplicaciones de aleaciones

Aleaciones resistentes a la corrosión (porcentaje 13% o mayor de cromo)

PROPIEDADES MECANICAS Y COMPOSICION QUIMICA									
GRADO	TESION DE FLUENCIA (KSI)	TESION DE FLUENCIA (KSI)	TENSION DE ROTURA (KSI)	LECTURA DE DUREZA (HRS)	COMPOSICION QUIMICA				
	MIN.	MAX.	MIN.	MAX.	C % MAX.	CR. %	NI %	MO %	
IN 80 Cr13	80	95	95	23	22	13			
IN 85 Cr13	85	100	105	25	22	13			
TN 95 Cr 13	95	110	110	27	22	13			
TN 95 Cr 13 M	95	110	105	28	5	13	4	1	
TN 110 Cr13 M	110	130	115	31	5	13	4	1	
TN 95 Cr 13 S	95	110	105	29	5	13	5	2	
TN 110 Cr13 S	110	130	115	31	5	13	5	2	
TN 125 Cr13 M	125	145	130	37	5	13	5	2	

PROPIEDADES MECANICAS							
GRADO	ISO 13680	UNS NUMEROS	TESION DE FLUENCIA (KSI)	TESION DE FLUENCIA (KSI)	TENSION DE ROTURA (KSI)	ELONGATION % MIN	DUREZA (HRC)
	API 5CRA GUPO Y CATEGORIA		MIN.	MAX.	DE ROTURA (KSI)		MAX
Duplex 22 Cr Super	2; 22-5-3	s31803	65	90	90	25	26
			140	160	145	9	38
Duplex 15 Cr	2; 25-7-4	S32750	80	105	110	20	28
			140	160	145	9	38
Aleación 28	3; 27-31-4	N08028	110	140	115	11	35
			125	150	130	10	37
Aleación 29	Similar a 3; 27-31-4	NA	110	140	115	11	35
			125	150	130	10	37
G - 3	4; 22-50-7	N06985	110	140	115	11	35
			125	150	130	10	37
C - 276	4; 15-60-16	N10276	110	140	115	11	35
			125	150	130	10	37
Aleación 825	4; 21-42-3	N08825	110	140	115	11	35
			125	150	130	10	37

Figura 7.14
Composición y propiedades mecánicas de acero para corrosión.

Fuente: TENERIS TAMSA.

Aplicaciones de aleaciones

Aleaciones API

Se creó en 1919 la normas API (The American Petroleum Institute – El Instituto Americano del Petróleo) establece los estándares para los grados de aleaciones en tuberías.

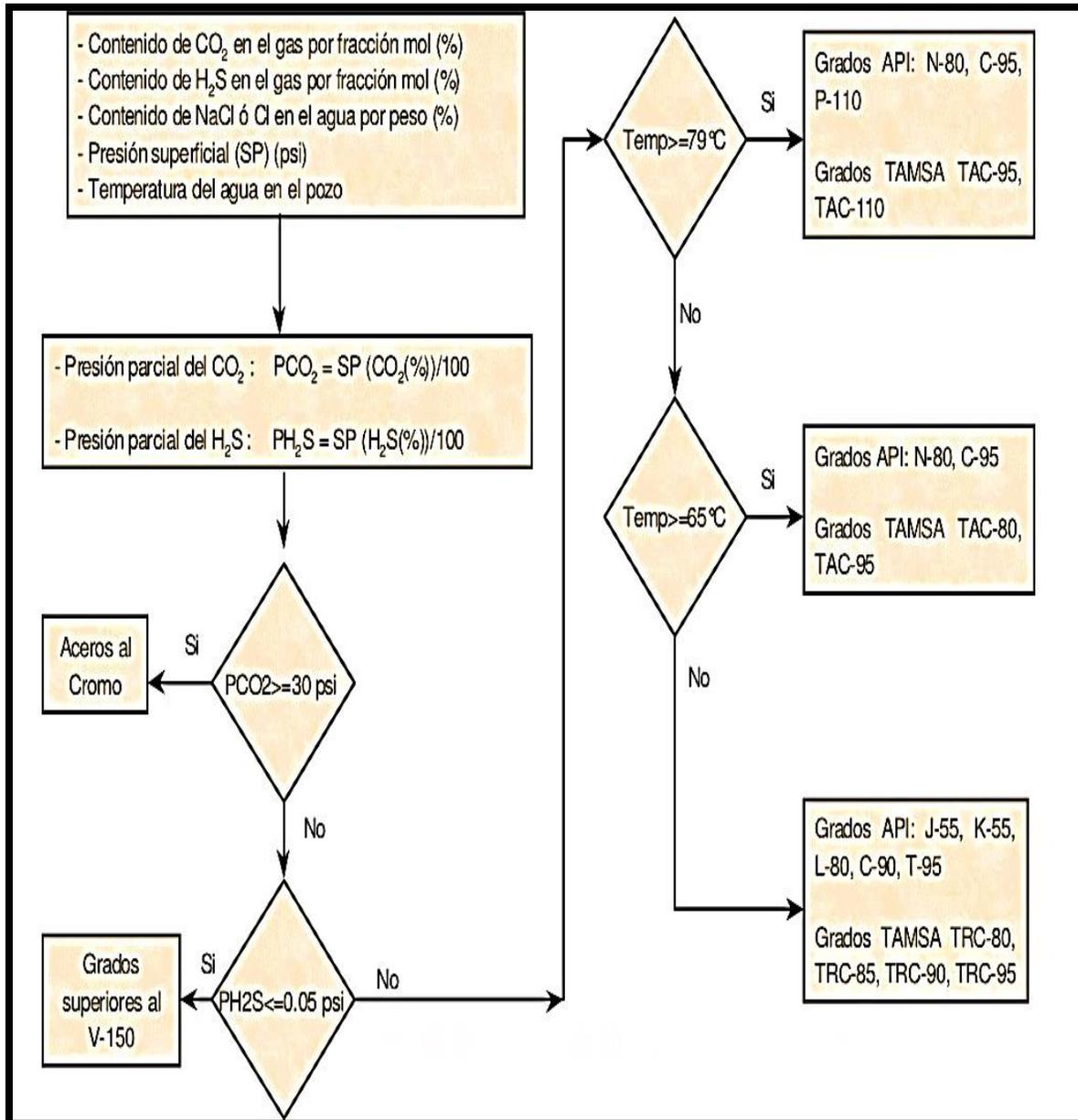


Figura 7.15

Aplicación de grados de tuberías API.
8. Diseño de la Perforación de Pozos

Fuente: Un siglo de perforación en México. Tomo



Aplicaciones de aleaciones

GRADO	CEDENCIA MÍNIMA	ULTIMA RESISTENCIA	GRADO	CEDENCIA MÍNIMA	ULTIMA RESISTENCIA
H – 40	40000	60000	C – 95	95000	105000
J – 55	55000	60000	Q – 125	125000	145000
K – 55	55000	65000	E – 75	75000	95000
N – 80	80000	95000	X – 95	95000	115000
L – 80	80000	90000	S – 135	135000	155000
P – 110	110000	125000	C – 95	95000	105000
C – 75	75000	95000	P – 105	105000	120000
T – 95	95000	105000	G – 105	105000	120000

Figura 7.16

Relación de cedencia y grados de tubería API.
México. Tomo 5. Tuberías.

Fuente: Un siglo de perforación en



SELECCION DE TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO



Selección de Tubería de Revestimiento

- ◆ En la selección de T.R. es necesario tener datos del yacimiento de pozos exploradores para poder hacer una selección adecuada de los diámetros de las tuberías de revestimiento que se ocuparan en el pozo. Algunos aspectos que se consideran para la selección de estos diámetros son:
 - Extensión del yacimiento (tamaño del yacimiento).
 - Volumen de extracción.
 - Tipo de hidrocarburo a explotar.
 - ❖ Hidrocarburos pesados necesitan un diámetro grande debido a la fricción y resistencia a fluir que tendría con la tubería de diámetro reducido.
 - ❖ Gas diámetros reducidos.
 - Energía del yacimiento.
 - Tiempo de producción.
 - La aplicación de sistemas de producción secundaria o avanzada que se realizaran posteriormente.
- ◆ Las condiciones a los que será sometida la tubería, selección del grado de tubería que mejor se ajuste a las necesidades del pozo.
- ◆ La existencia de las tuberías es un factor importante en la selección del tipo de tubería a emplear ya que puede retrasar o parar el proyecto lo cual se ve afectado en los costos.

Proceso general para la selección de Tubería de Revestimiento

1. Cálculo de Presión Interna (Presión de estallamiento).
 - ◆ Presiones hidrostáticas de los fluidos que estén presentes.
 - ◆ Selección de T.R.
 - Si la tubería estará expuesta a ambientes corrosivos, altas temperaturas, etc. Tener en cuenta el grado de acero que mejor se ajuste.



Selección de Tubería de Revestimiento

2. Cálculo de Presión Externa (Presión de colapso).

- ◆ Presiones hidrostáticas de los fluidos que estén presentes.
- ◆ Verificar que la T.R. cumple con las resistencias adecuadas.

- En caso de que no cumpla con la resistencia requerida seleccionar otra con mayor resistencia.

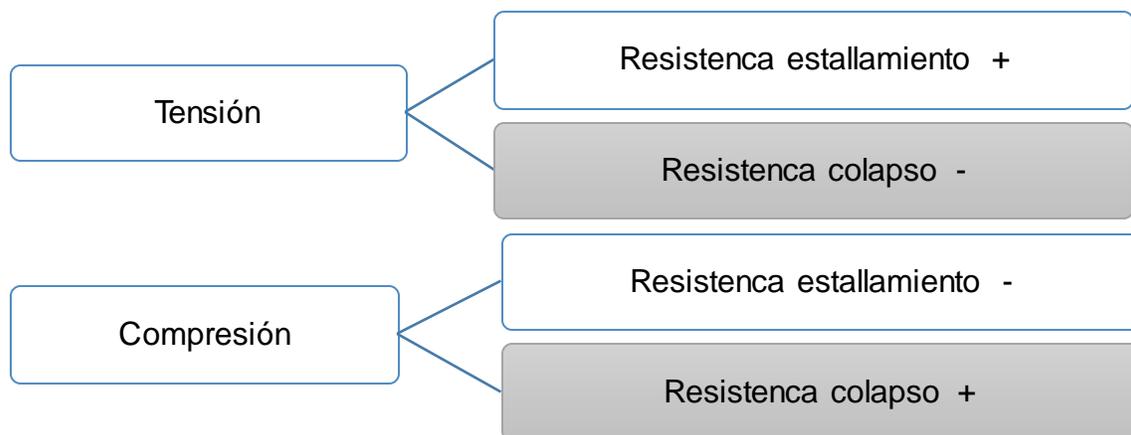
3. Cálculo de Compresión y Tensión

- Pesos de las T.R.
- Fuerza de Flotación ejercida sobre el área transversal de T.R.
- Verificar que la T.R. cumple con las resistencias adecuadas.

- En caso de que no cumpla con la resistencia requerida seleccionar otra con mayor resistencia.

4. Corrección por efectos biaxiales.

- ◆ Porcentaje que afecta la tensión y compresión a la resistencia de la tubería (Presión Interna y Presión Externa) ver figura 8.1.



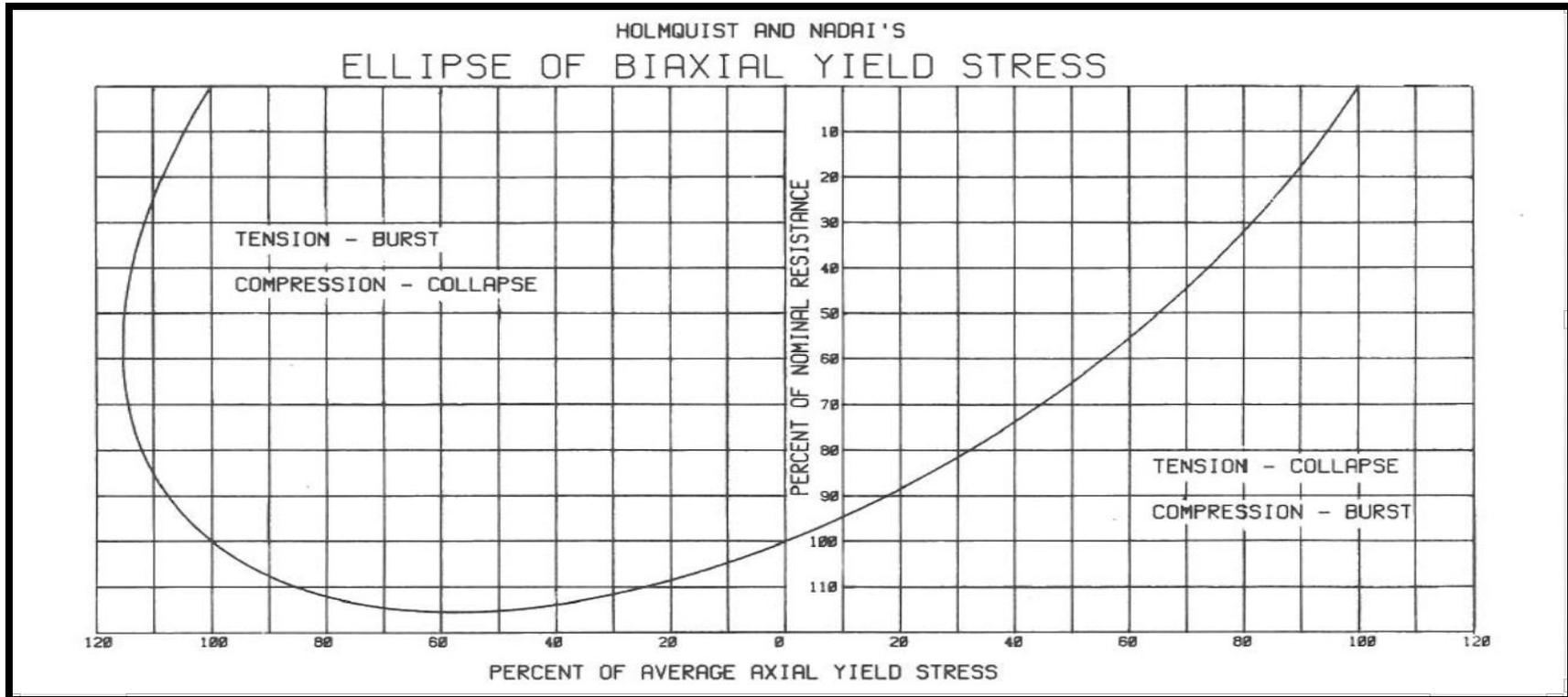


Figura 8.1

Grafica de correcciones biaxiales por efectos tensionales y de compresión en la resistencia a la presión de colapso y estallamiento del tubular. Fuente: Adams, N.J. (1985). Drilling Engineering.

◆ Verificar que la tubería cumpla con las resistencias requerida.

□ En caso de que no cumpla con la resistencia requerida, volver a seleccionar otra con mayor resistencia.



Selección de Tubería de Revestimiento

Selección de T.R. superficial

Consideraciones para T.R. Superficial.

- ◆ La tubería baja vacía.
- ◆ Se considerara el brote de gas en el pozo (se supone como un caso extremo que se puede presentar en el pozo), en caso de no tener la densidad del gas se supondrá que el gradiente del gas será de .115 [psi / ft] dentro de la tubería.
- ◆ La presión de respaldo de la formación, en caso de no tenerla se supondrá que la densidad del fluido de formación es de 9 [lb / gal] o 1.07 [gr / cm³].
 - La presión de respaldo afectara a la Presión Interna.
- ◆ El rango de los factores de seguridad (factor de diseño).
 - Presión Interna 1.1 a 1.25 (sugerido 1.1).
 - Presión Externa 1.1 a 1.125 (sugerido 1.1).
 - Tensión 1.6 a 1.8 (sugerido 1.6).

Nota: Si se quiere ser más eficiente con respecto a los costos de la tubería tomar en cuenta la combinación de dos o más tuberías para así reducir los costos del tubular.

Datos:

- ◆ Profundidad = 4 000 [ft].
- ◆ Diámetro = 13 ³/₈ [in]= 13.375 [in].
- ◆ Densidad de lodo = 12 [lb / gal].
- ◆ Longitud mínima por sección = 1 000 [ft].
- ◆ Gradiente de fractura de la zapata = 13.8 [lb / gal].
- ◆ Cemento
 - Sección 1 = 0 – 3000 [ft], $\rho_{c1} = 12.7$ [lb / gal].
 - Sección 2 = 3000 – 4000 [ft], $\rho_{c2} = 15.8$ [lb / gal].
- ◆ Existe presencia de gas.

1.- Presión interna.

Cálculo de presión de inyección y presión de fondo.



Selección de Tubería de Revestimiento

Ecuación 8.2.1

$$PI = P_{frac} + 1 \left[\frac{lb}{gal} \right]$$

Factor de conversión a Psi (.052).

Ecuación 8.2.2

$$P_{fond} = PI * Prof * .052$$

$$P_{fond} = (13.8 + 1) \left[\frac{lb}{gal} \right] * 4000 [ft] * .052$$

$$P_{fond} = 3078.4 [Psi]$$

Presión superficial.

Por diseño se supone que pudiera tener presencia de gas (se ocupa el gradiente de presión del gas supuesta de .115 [psi / ft]).

Ecuación 8.2.3

$$P_{sup} = P_{fond} - (\rho_g * prof)$$

$$P_{sup} = 3078.4 [psi] - \left(.115 \left[\frac{psi}{ft} \right] * 4000 [ft] \right)$$

$$P_{sup} = 2618.4 [Psi]$$

Presión de respaldo.

Para la presión de respaldo se supone la densidad de 9 [lb / gal] del fluido de formación.

$$P_r = 9 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 4000 [ft] * .052$$

$$P_r = 1872 [Psi]$$

Resultante de presión interna y presión de respaldo.

$$P_{sup} = 2618.4 [psi] - 0 [psi]$$

$$P_{sup} = 2618.4 [Psi]$$



Selección de Tubería de Revestimiento

$$P_{fond} = 3078.4 \text{ [psi]} - 1\ 872 \text{ [psi]}$$

$$P_{fond} = 1206.4 \text{ [Psi]}$$

Aplicando el factor de seguridad (factor de diseño) de 1.1.

$$P_{sup} = 2618.4 \text{ [psi]} * 1.1$$

$$P_{sup} = 2880.24 \text{ [Psi]}$$

$$P_{fond} = 1206.4 \text{ [psi]} * 1.1$$

$$P_{fond} = 1327.04 \text{ [Psi]}$$

Selección de Tubería de Revestimiento.

Se selecciona la tubería que su resistencia de presión interna más cercana pero superior a la resultante de presión interna tomando en cuenta la presión interna y presión de colapso.

13 3/8 [in], S - 80, peso 72 [lb / ft].

◆ D = 13 3/8 in = 13.375 [in].

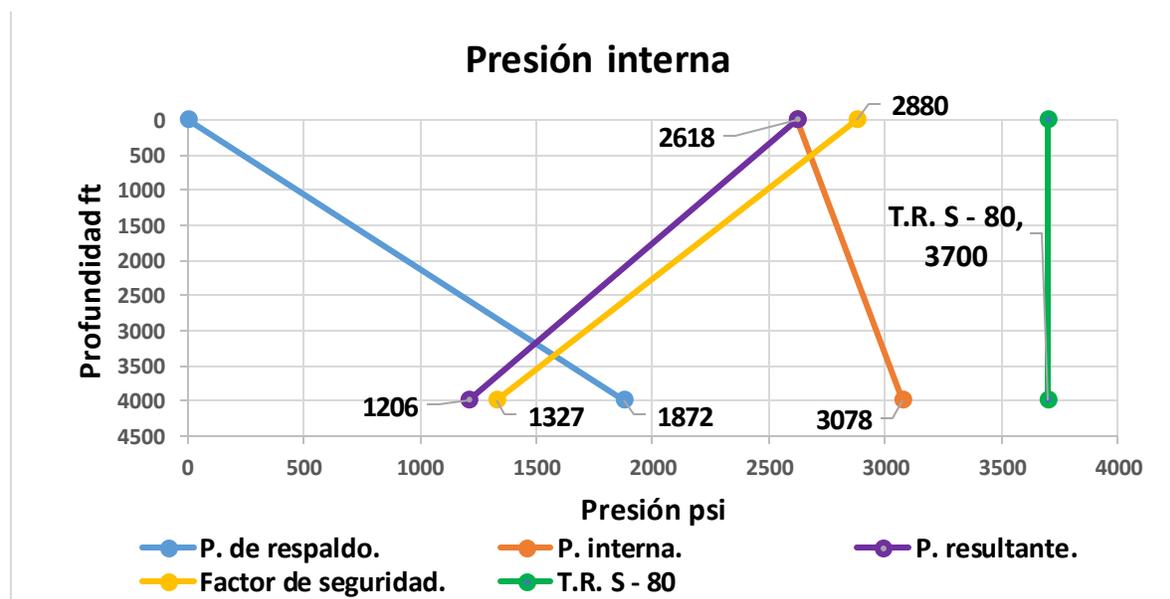
◆ Espesor = 0.514 [in].

◆ W_u = 72 [lb / ft].

◆ Res. P_i = 3 700 [Psi].

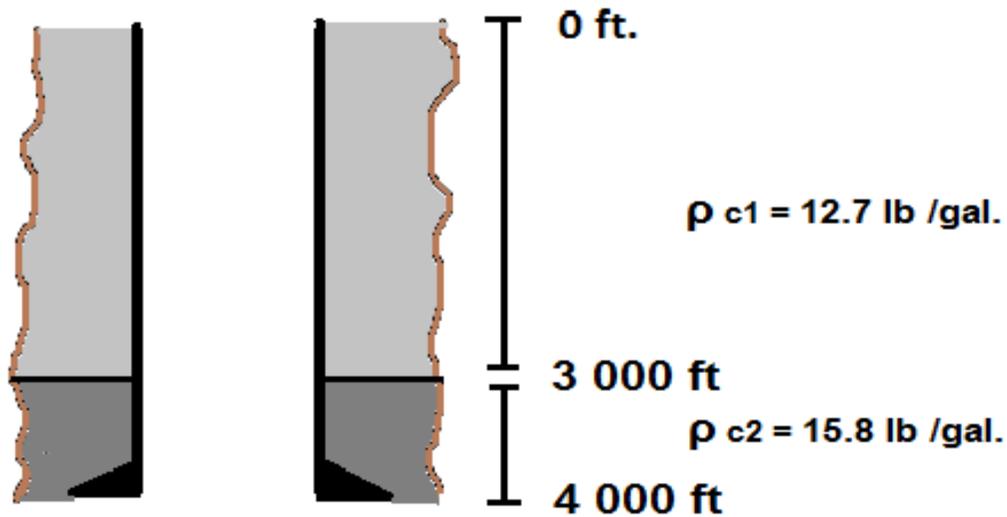
◆ Res. P_c = 3 450 [Psi].

◆ Res. T = 978 000 [lb].



Selección de Tubería de Revestimiento

2.- Presión de colapso.



Presión de fondo (presión hidrostática del cemento).

$$P_{c1} = 12.7 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 3000 [ft] * .052 = 1981.2 [psi]$$

$$P_{c2} = 15.8 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 1000 [ft] * .052 = 821.6 [psi]$$

$$P_{fond} = P_{c1} + P_{c2} = 1981.2 [psi] + 821.6 [psi]$$

$$P_{fond} = 2802.8 [Psi]$$

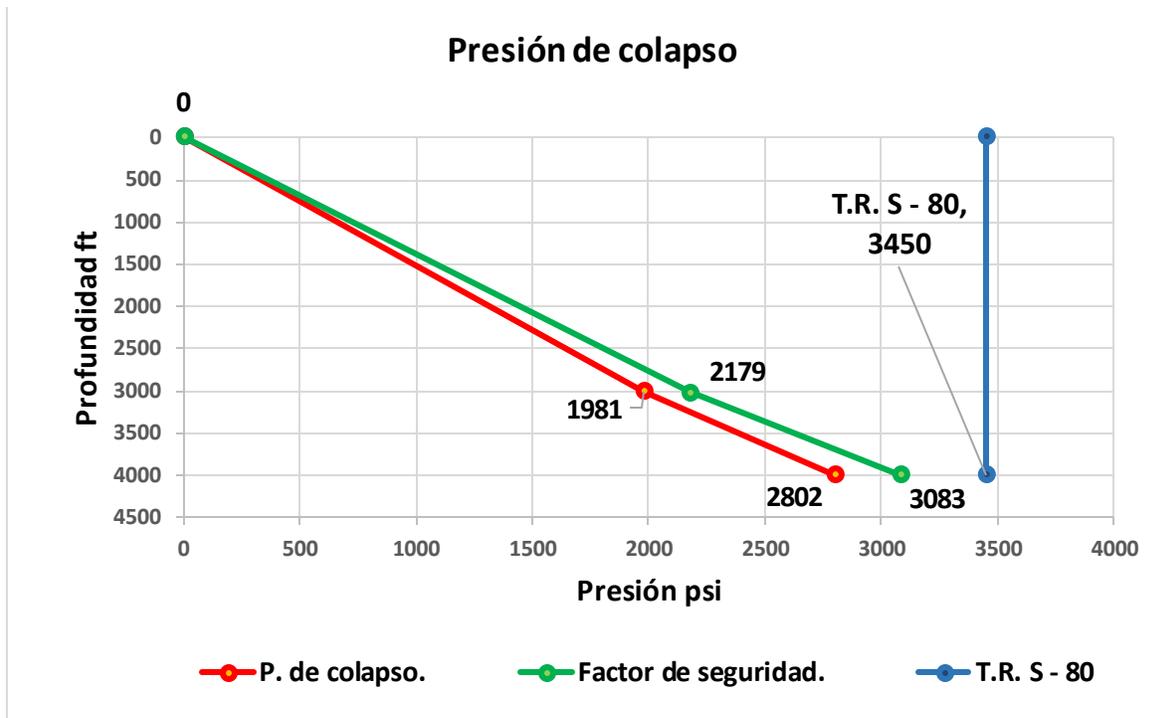
Aplicando con factor de seguridad (factor de diseño) 1.1.

$$P_{c1} = 1981 [psi] * 1.1 = 2179.32 [psi]$$

$$P_{c2} = 821.6 [psi] * 1.1 = 903.76 [psi]$$

$$P_{fond} = 2179.32 [psi] + 903.76 [psi] = 3083.08 [psi]$$

Selección de Tubería de Revestimiento



3.- Tensión y compresión.

La T.R 13 3/8 [in], S – 80, peso 72 [lb / ft].

Cálculo del peso

Ecuación 8.2.4

$$W = \sum (W_u * long.) = 72 \left[\frac{lb}{ft} \right] * 4000 [ft]$$

$W = 288\,000 [lb]$ Fuerza de flotación.

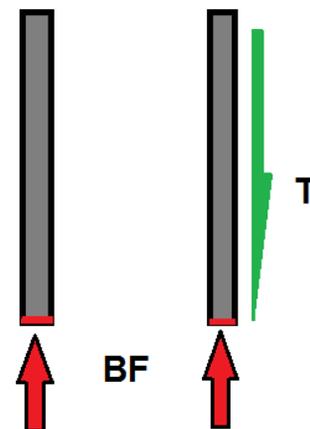
◆ $D = 13.375 [in]$.

◆ $d = 12.347 [in]$.

Ecuación 8.1.5

$$A = \frac{\pi}{4} * (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} * (13.375 [in].^2 - 12.347 [in]^2)$$

$$A = 20.767 [in]^2$$





Selección de Tubería de Revestimiento

Ecuación 8.2.6

$$\uparrow BF = \rho * h * A$$

$$\uparrow BF = 12 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 4000 [ft] * 20.767 [in^2] * .052$$

$$\uparrow BF = 51\,834.432 [lb]$$

Ecuación 8.2.7

$$T = W + \sum BF = 288\,000 [lb] - 51\,834.432 [lb]$$

$$T = 236\,165.568 [lb]$$

Punto neutro.

Ecuación 8.2.8

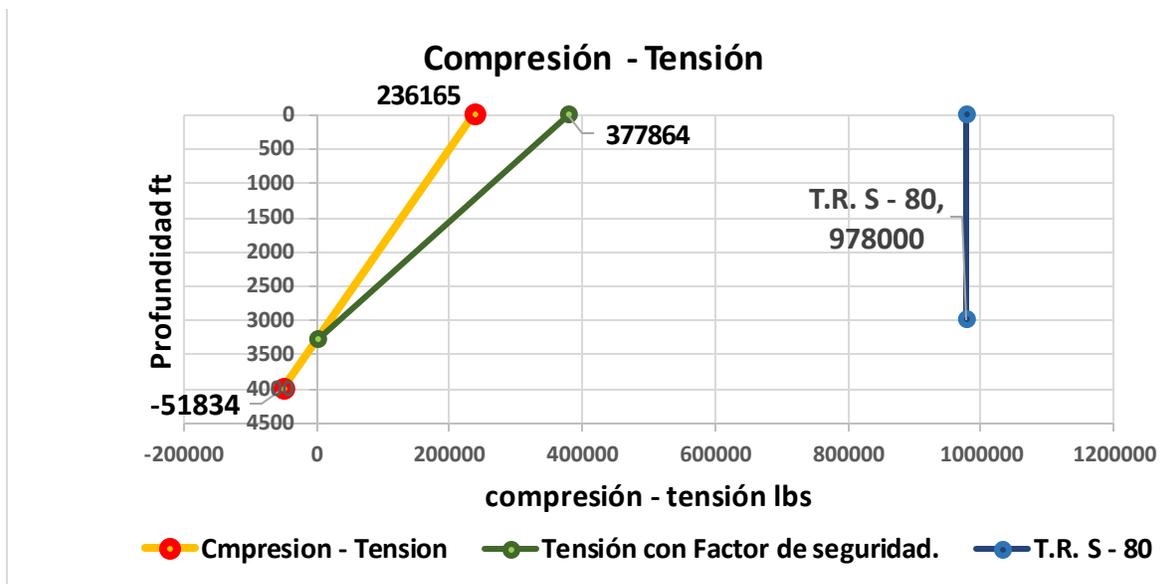
$$Long.Punt.neut. = \frac{\sum \uparrow BF}{w_u} = \frac{51\,834.432 [lb]}{72 \left[\frac{lb}{ft} \right]}$$

$$Long.Punt.neut. = 719.922 [ft]$$

Factor de seguridad (factor de diseño) 1.6.

$$T = 236\,165.568 [lb] * 1.6 = 377\,864.9088 [lb]$$

Selección de Tubería de Revestimiento



4.- Corrección por biaxiales.

Esfuerzo actual (Ea).

Ecuación 8.2.9

$$Ea = \frac{\text{empuje}}{\text{área de empuje}}$$

$$Ea_{sup} = \frac{377\,864.908 \text{ [lb]}}{20.767 \text{ [in}^2\text{]}} = 18\,195.449 \text{ [psi]}$$

$$Ea_{fond} = \frac{51\,834.432 \text{ [lb]}}{20.767 \text{ [in}^2\text{]}} = 2\,496 \text{ [psi]}$$

Porcentaje (%) para entrar en la tabla de esfuerzos biaxiales (la resistencia promedio es 10 000 [psi] más que la resistencia de cadencia que es S-80, peso 72 [lb / ft] 55000 [psi]).

Ecuación 8.2.10

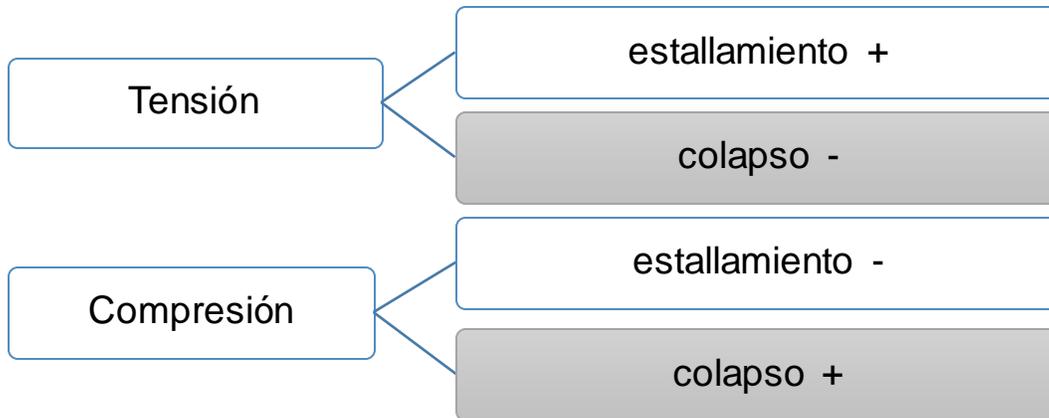
$$\% = \frac{Ea}{\text{Resistencia promedio}}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

$$\%_{sup} \frac{18\,195.449 \text{ [psi]}}{65\,000 \text{ [psi]}} = .2799$$

$$\%_{fond} = \frac{2\,496 \text{ [psi]}}{65\,000 \text{ [psi]}} = .0384$$



sup
27.9%

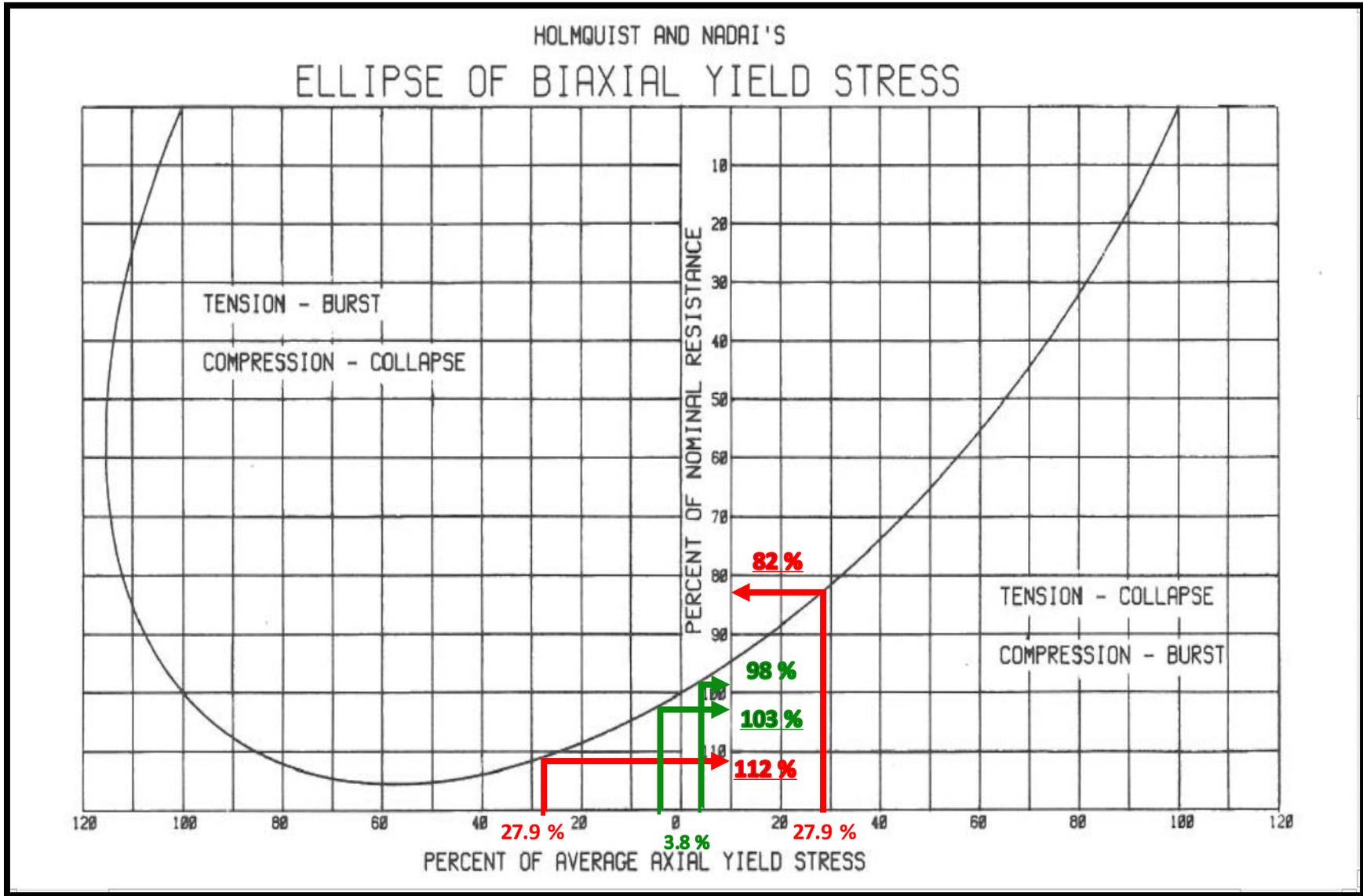
estall. = 112 % P_i

colapso = 82 % P_c

fondo
3.8%

estall. = 98 % P_i

colapso = 103 % P_c





Selección de Tubería de Revestimiento

Presión interna.

Resistencia a la presión interna de tubería ($P_i = 3\,700$ [psi]).

$$P_{i_{sup}} = 3\,700 \text{ [psi]} * 1.12 = 4\,144 \text{ [psi]}$$

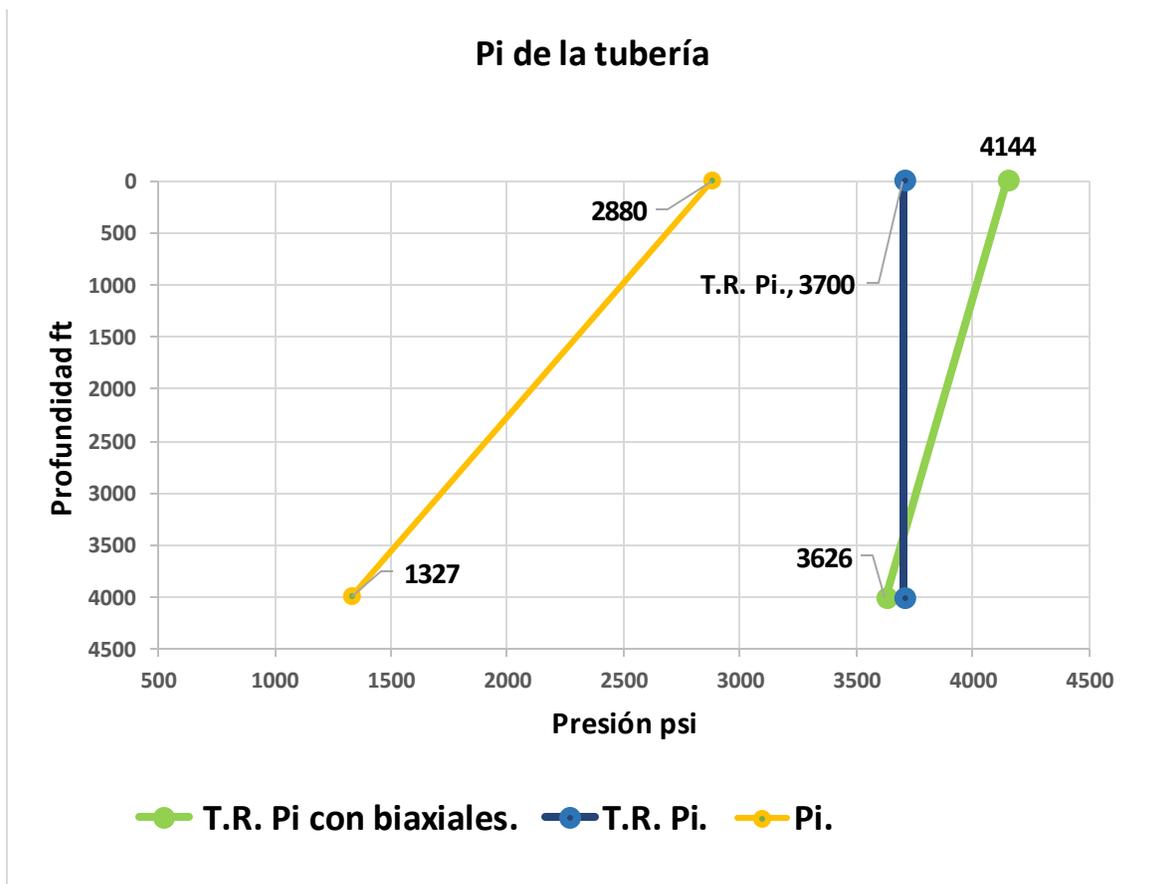
$$P_{i_{fond}} = 3\,700 \text{ [psi]} * .98 = 3\,626 \text{ [psi]}$$

Presión de colapso.

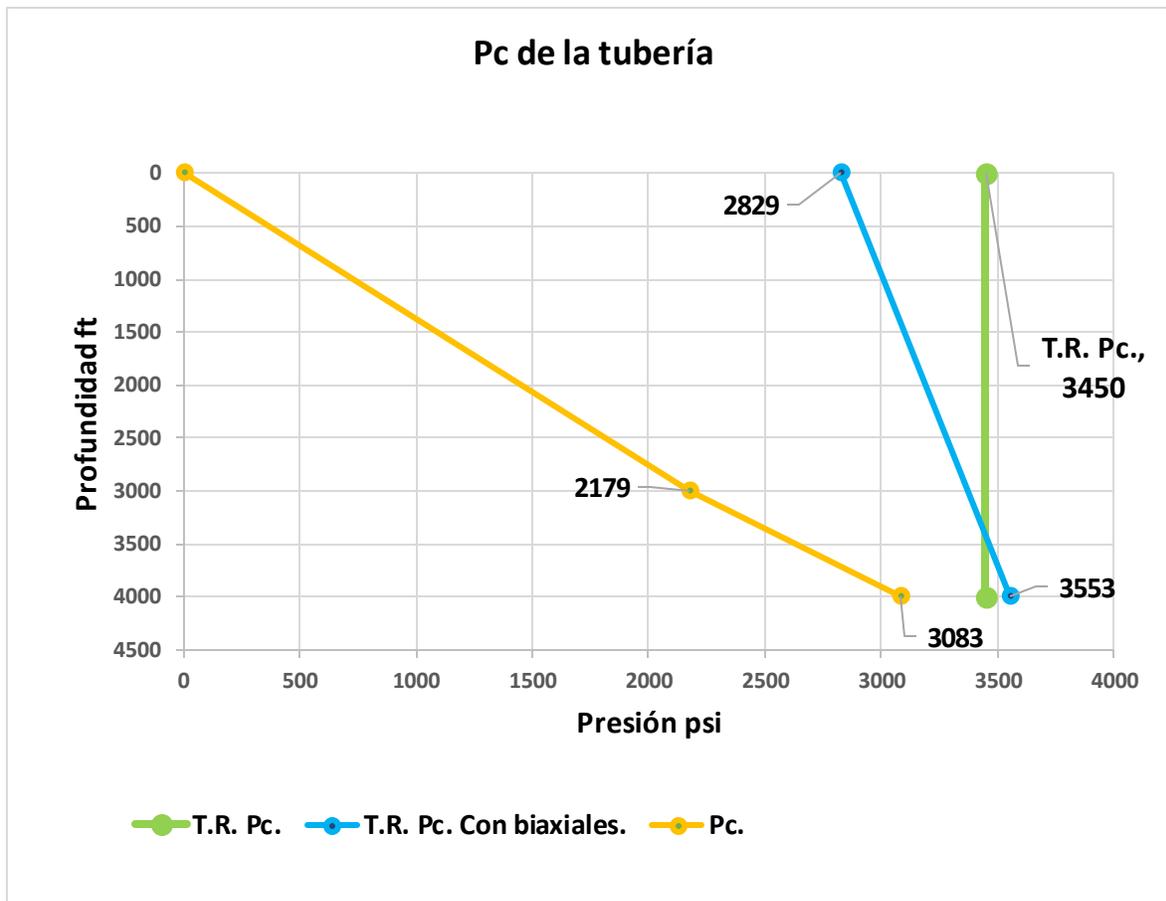
Resistencia a la presión de colapso de la tubería ($P_c = 3\,450$ [psi]).

$$P_{c_{sup}} = 3\,450 \text{ [psi]} * .82 = 2\,829 \text{ [psi]}$$

$$P_{c_{fond}} = 3\,450 \text{ [psi]} * 1.03 = 3\,553.5 \text{ [psi]}$$



Selección de Tubería de Revestimiento



Las correcciones biaxiales afectan a la resistencia de presión interna y presión externa de la tubería tanto positiva como negativa (por la tensión y compresión) como se muestra en las gráficas.



Selección de Tubería de Revestimiento

Selección de T.R. intermedia

Consideraciones para T.R. Intermedia.

- ◆ Al bajar la tubería se llena parcialmente mientras de baja.
- ◆ Se considerara la existencia de un brote de gas en el pozo (se supone como un caso extremo), en caso de no tenerla se supondrá que el gradiente del gas será de .115 [psi / ft] dentro de la tubería.
 - Se obtendrá la longitud de la columna de gas.
- ◆ La presión de respaldo de la formación, en caso de no tenerla se supondrá que la densidad del fluido de formación es de 9 [lb / gal].
 - La presión de respaldo afectara a la Presión Interna y Presión Externa.
- ◆ El rango de los factores de seguridad (factor de diseño).
 - Presión Interna 1.1 a 1.25 (sugerido 1.1).
 - Presión Externa 1.1 a 1.125 (sugerido 1.1).
 - Tensión 1.6 a 1.8 (sugerido 1.6).

Nota: Si se quiere ser más eficiente con respecto a los costos de la tubería tomar en cuenta la combinación de dos o más tuberías para así reducir los costos del tubular.

Datos:

- ◆ Diámetro = $9 \frac{5}{8}$ [in]. = 9.625 [in].
- ◆ Profundidad = 7500 [ft].
- ◆ Diámetro interno permisible Drif.= 8.55 [in].
- ◆ Longitud mínima por sección = 3000 [ft].
- ◆ Gradiente de fractura de zapata = 7500 [ft]. , 17.7 [lb / gal].
- ◆ Máxima presión superficial = 5500 [psi].
- ◆ Densidad de lodo usada = 10.5 [lb / gal].
- ◆ Densidad de lodo para fondo = 12.8 [lb / gal].
- ◆ Cemento
 - Cima del cemento = 5000 [ft].
 - Densidad del cemento = 16.1 [lb / gal].



Selección de Tubería de Revestimiento

1.- Presión interna.

Cálculo de presión de inyección y presión de fondo (se considerara la presencia de un brote con gas dentro de la tubería siendo una posibilidad de caso extremo) se tendrán la presencia de dos fluidos.

Recordando la ecuación 8.2.1

$$PI = P_{frac} + 1 \left[\frac{lb}{gal} \right]$$

Factor de conversión a Psi (.052).

$$P_{fond} = PI * Prof * .052$$

$$P_{fond} = (17.7 + 1) \left[\frac{lb}{gal} \right] * 7500 [ft] * .052$$

$$P_{fond} = 7\,293 [Psi]$$

Calcular la altura de lodo y del gas que está presente.

Ecuación 8.3.1

$$Ps + x (Gl) + y(Gg) = PI$$

Donde:

◆ Ps = presión superficial [psi].

◆ X = longitud de lodo [ft].

◆ Gl = densidad de lodo [lb/gal].

◆ Y = longitud de gas [ft].

◆ Gg = densidad de gas [lb/gal].

Se considera el gradiente del gas (supuesto de .115 [psi / ft]) y se obtiene x y.

$$5\,500 \text{ psi} + x \left(.052 * 12.8 \left[\frac{lb}{gal} \right] \right) + y \left(.115 \left[\frac{psi}{ft} \right] \right) = 7\,293 [psi]$$

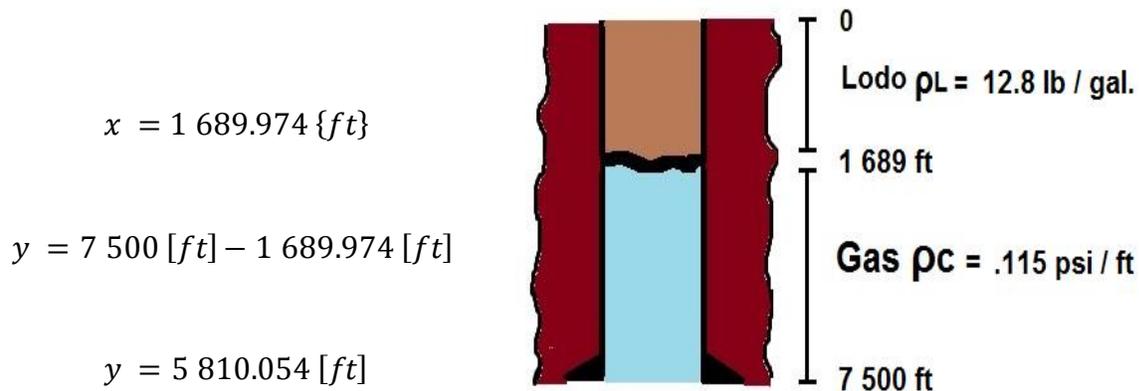
$$x + y = 7\,500 [ft]$$

$$y = 7\,500 [ft] - x$$

Selección de Tubería de Revestimiento

$$5\,500 \text{ psi} + x \left(.052 * 12.8 \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] \right) + (7\,500 \text{ ft} - x) \left(.115 \left[\frac{\text{psi}}{\text{gal}} \right] \right) = 7\,293 \text{ [psi]}$$

$$x = \frac{7\,293 \text{ [psi]} - 5500 \text{ [psi]} \left(.115 \left[\frac{\text{psi}}{\text{gal}} \right] * 7500 \text{ [ft]} \right)}{\left(.052 * 12.8 \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] \right) - .115 \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right]}$$



Presión de respaldo.

Para el diseño la presión de respaldo se supone la densidad de 9 [lb / gal] del fluido de formación.

$$P_r = 9 \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] * 7500 \text{ [ft]} * .052$$

$$P_r = 3\,510 \text{ [Psi]}$$

Presión de gas.

Esta presión está dentro de la tubería con la presión del gas se calcula la presión a la altura del lodo (se obtiene la presión del lodo restando la presión de gas a la presión de fondo).

$$P_g = .115 \left[\frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right] * 5\,810.0254 \text{ [ft]} = 668.15 \text{ [psi]}$$



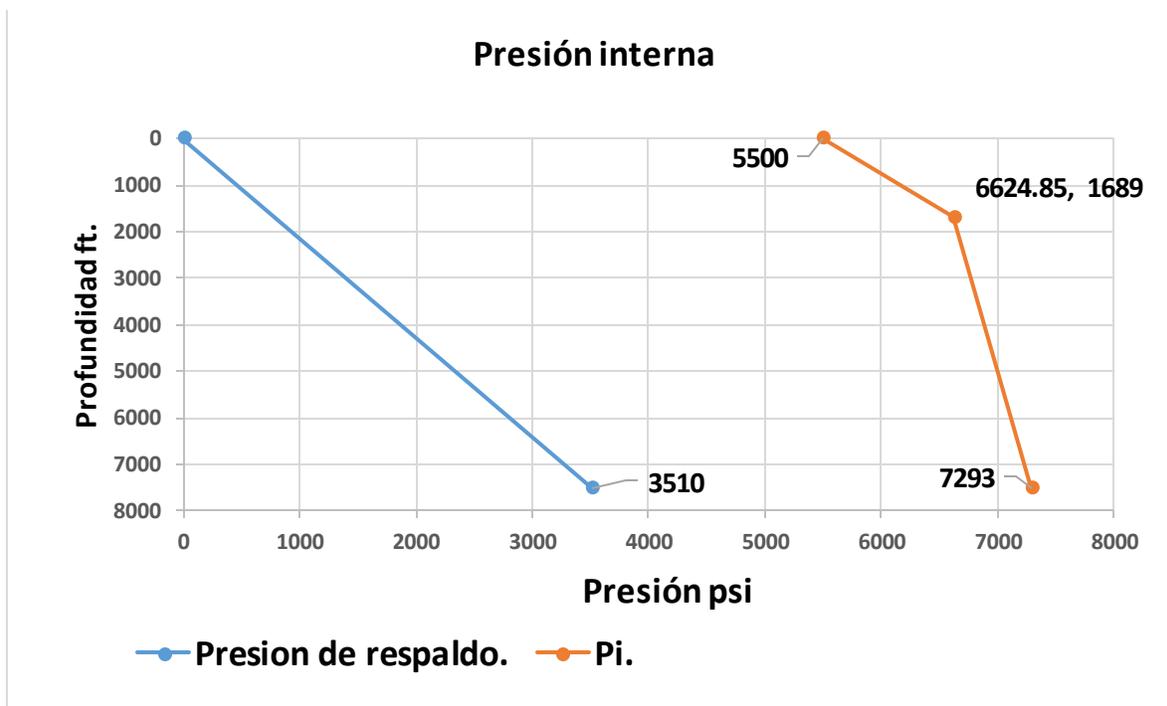
Selección de Tubería de Revestimiento

Presión a la altura de lodo.

$$P_l = 7\,293 \text{ [psi]} - 668.15 \text{ [psi]} = 6\,624.85 \text{ [psi]}$$

Presión de respaldo a la profundidad de 3540 [ft].

$$1\,689.974 \text{ [ft]} * .052 * 9 \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] = 790 \text{ [psi]}$$



Resultante de las presiones de la de respaldo y la presión interna.

$$P_{i_{sup}} = 5\,500 \text{ [psi]} - 0 = 5\,500 \text{ [psi]}$$

$$P_{i_{1\,689\,ft}} = 6\,624.85 \text{ [psi]} - 790 \text{ [psi]} = 5\,834.85 \text{ [psi]}$$

$$P_{i_{fona}} = 7\,293 \text{ [psi]} - 3\,510 \text{ [psi]} = 3\,783 \text{ [psi]}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Aplicando el factor de seguridad (factor de diseño) de 1.1.

$$Pi_{sup} = 5\,500 [psi] * 1.1 = 6\,050 [psi]$$

$$Pi_{1\,689\,ft} = 5\,834.85 [psi] * 1.1 = 6\,418 [psi]$$

$$Pi_{fond} = 3\,783 [psi] * 1.1 = 4\,161.3 [psi]$$

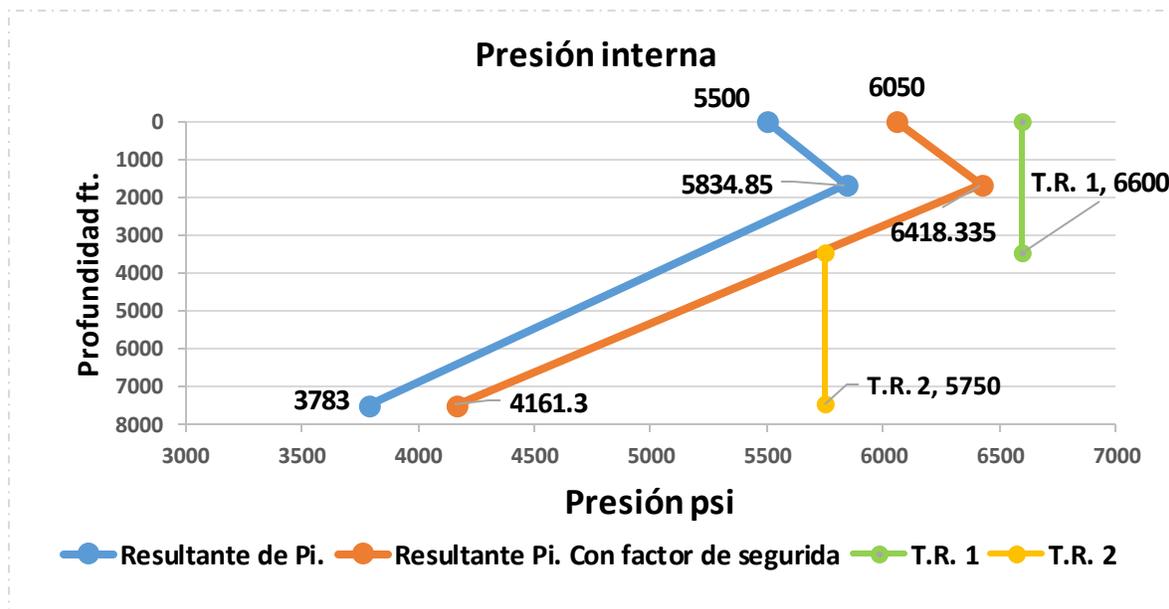
Selección de dos Tuberías de Revestimiento. Para reducir costos.

T.R. 1 9 5/8 [in]. N – 80, peso 47 [lb/ft].

- ◆ Wu = 47 [lb / ft].
- ◆ Espesor = .472 [in].
- ◆ Costo = 57.07 [\$ / ft].
- ◆ Res. Pi = 6 600 [psi].
- ◆ Res. Pc = 4 750 [psi].
- ◆ Res. T= 785 000 [lb].
- ◆ Cedencia = 80 000 [psi].

T.R. 2 9 5/8 [in]. L – 80, peso 40 [lb/ft].

- ◆ Wu = 40 [lb / ft].
- ◆ Espesor = .395 [in].
- ◆ Costo = 37.11 [\$ / ft].
- ◆ Res. Pi = 5 750 [psi].
- ◆ Res. Pc = 3 090 [psi].
- ◆ Res. T = .737 000 [lb].
- ◆ Cedencia = 80 000 [psi].



Selección de Tubería de Revestimiento

2.- Presión de colapso.

Calcular la altura del lodo de respaldo.

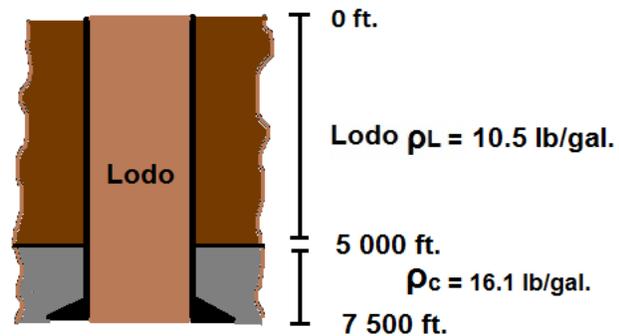
$$.052 * 9 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 7500 [ft] = .052 * 12.8 \left[\frac{lb}{gal} \right] * L$$

$$L = \frac{.052 * 9 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 7500 [ft]}{.052 * 12.8 \left[\frac{lb}{gal} \right]} = 5\,273.437 [ft]$$

Presión del cemento con la cima a 5 000 [ft].

$$P_c = 2500 [ft] * 16.1 \left[\frac{lb}{gal} \right] * .052$$

$$P_c = 2\,093 [psi]$$



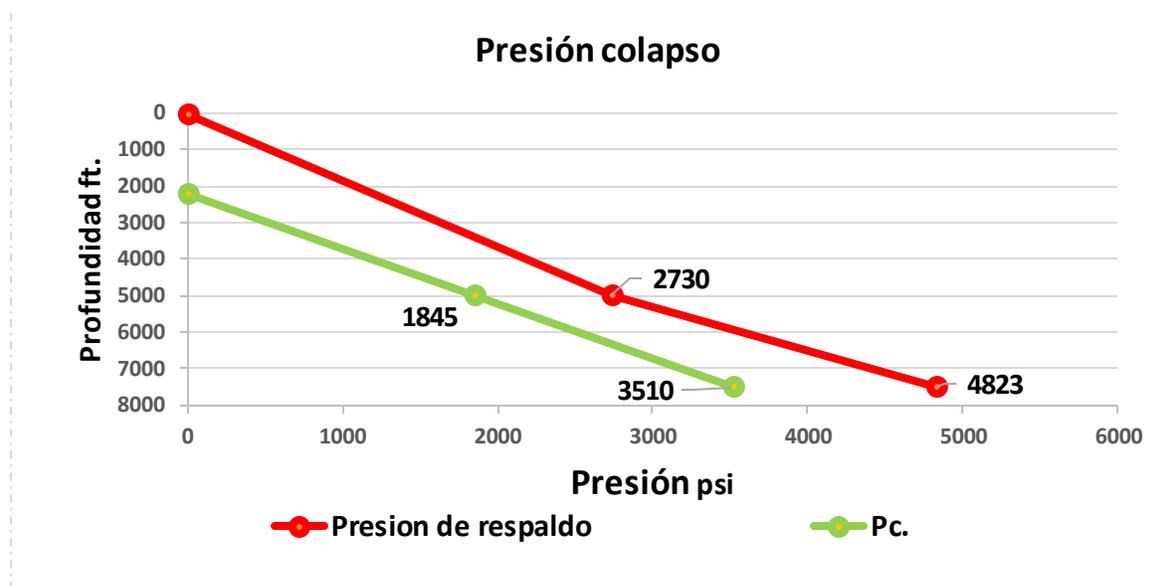
Presión del lodo sobre el cemento de la superficie a 5000 [ft] (el lodo tiene una densidad de 10.5 [lb/ft]).

$$P_l = 5000 [ft] * 10.5 \left[\frac{lb}{gal} \right] * .052$$

$$P_l = 2\,730 [psi]$$



Selección de Tubería de Revestimiento



Resultante de la presión de colapso y la presión de respaldo.

$$Pc_{sup} = 0 [psi]$$

$$Pc_{2226 ft} = \left(2226.67 [ft] * 10.5 \left[\frac{lb}{gal} \right] * .052 \right) - 0 = 1215.761 [psi]$$

$$Pc_{5000 ft} = 2730 [psi] - 1845.99 [psi] = 884.01 [psi]$$

$$Pc_{fond} = 4823 [psi] - 3510 [psi] = 1313 [psi]$$

Aplicando el factor de seguridad (factor de diseño) de 1.1.

$$Pc_{sup} = 0 [psi] * 1.1 = 0 [psi]$$

$$Pc_{2226 ft} = 1215.761 [psi] * 1.1 = 1337.337 [psi]$$

$$Pc_{5000 ft} = 884.01 [psi] * 1.1 = 972.411 [psi]$$

$$Pc_{fond} = 1313 [psi] * 1.1 = 1444.3 [psi]$$

Selección de Tubería de Revestimiento

Fuerza de flotación.

$$\begin{aligned} \diamond D &= 9.625 \text{ [in]} \\ \diamond d1 &= 8.755 \text{ [in]} \\ \diamond d2 &= 8.835 \text{ [in]} \end{aligned}$$

Recordando la ecuación 8.2.5

$$A = \frac{\pi}{4} * (D^2 - d^2)$$

$$A1 = \frac{\pi}{4} * (8.835 \text{ [in]}^2 - 8.755 \text{ [in]}^2)$$

$$A1 = 1.1052 \text{ [in]}^2$$

$$A2 = \frac{\pi}{4} * (9.625 \text{ [in]}^2 - 8.835 \text{ [in]}^2)$$

$$A2 = 11.4537 \text{ [in]}^2$$

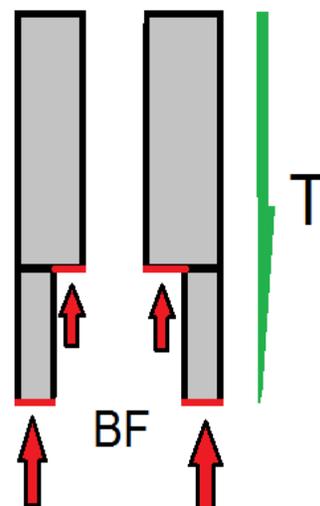
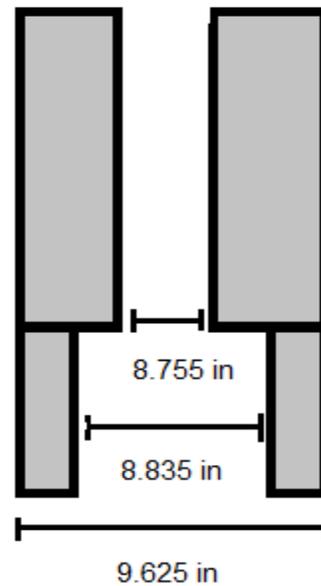
Recordando la ecuación 8.2.6

$$\uparrow BF = \rho * h * A$$

$$\uparrow BF1 = 3\,500 \text{ [ft]} * 12.8 \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] * .052 * 1.1052 \text{ [in]}^2$$

$$\uparrow BF1 = 2\,574.671 \text{ [lb]}$$

$$\uparrow BF2 = 7\,500 \text{ [ft]} * 12.8 \left[\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right] * .052 * 11.4537 \text{ [in]}^2$$





Selección de Tubería de Revestimiento

$$\uparrow BF2 = 57\,176.87 \text{ [lb]}$$

$$\uparrow BF = 2\,574.67 \text{ [lb]} + 57\,176.87 \text{ [lb]} = 59\,751.54 \text{ [lb]}$$

Recordando la ecuación 8.2.7

$$T = W + \sum BF = 324\,500 \text{ [lb]} - 59\,751.54 \text{ [lb]}$$

$$T = 264\,748.46 \text{ [lb]}$$

Punto neutro.

Recordando la ecuación 8.2.8

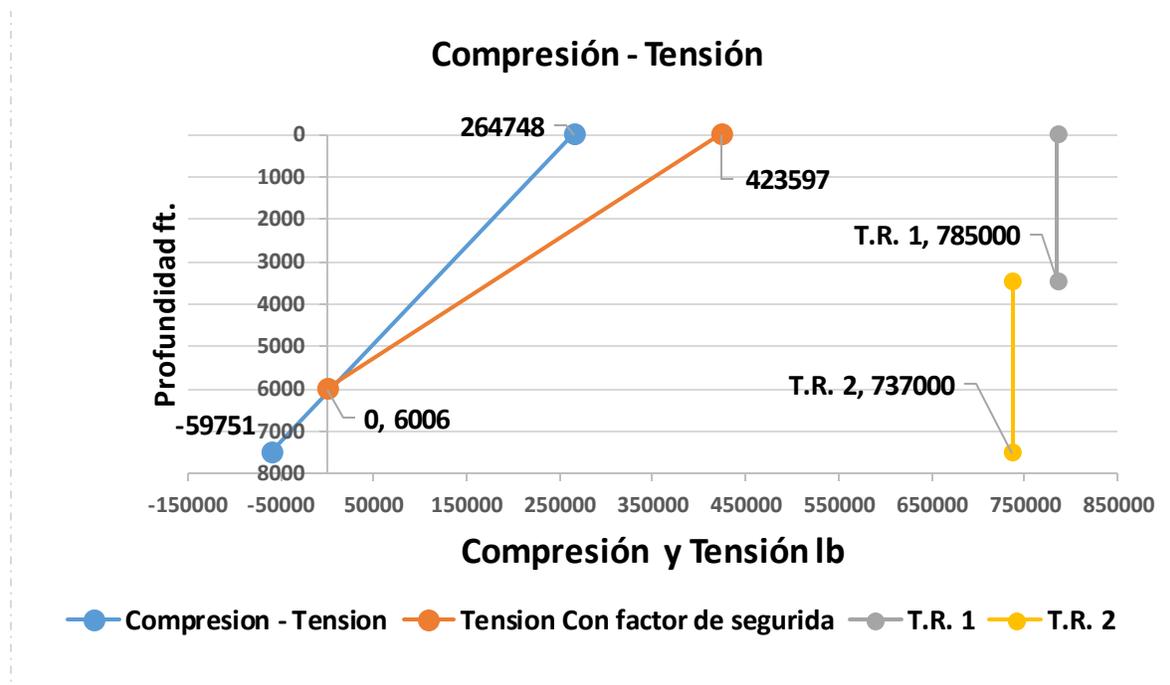
$$Long.Punt.neut. = \frac{\sum \uparrow BF}{w_u} = \frac{59\,751.54 \text{ [lb]}}{40 \left[\frac{\text{lb}}{\text{ft}} \right]}$$

$$Long.Punt.neut. = 1\,493.788 \text{ [ft]}$$

Factor de seguridad (factor de diseño) 1.6.

$$T = 264\,748.46 \text{ [lb]} * 1.6 = 423\,597.536 \text{ [lb]}$$

Selección de Tubería de Revestimiento



4.- Corrección por biaxiales.

Esfuerzo actual (Ea).

Recordando la ecuación 8.2.9

$$Ea = \frac{\text{empuje}}{\text{área de empuje}}$$

T.R.1 (en esta tubería solo tiene el esfuerzo de tensión).

$$A1 = \frac{\pi}{4} * (9.625 \text{ [in]}^2 - 8.755 \text{ [in]}^2)$$

$$A1 = 12.5589 \text{ [in}^2\text{]}$$

$$Ea_{sup} = \frac{423\,597.53 \text{ [lb]}}{12.5589 \text{ [in}^2\text{]}} = 33\,728.871 \text{ [psi]}$$

$$Ea_{3\,500 \text{ ft}} = \frac{176\,478 \text{ [lb]}}{12.5589 \text{ [in}^2\text{]}} = 14\,052.026 \text{ [psi]}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

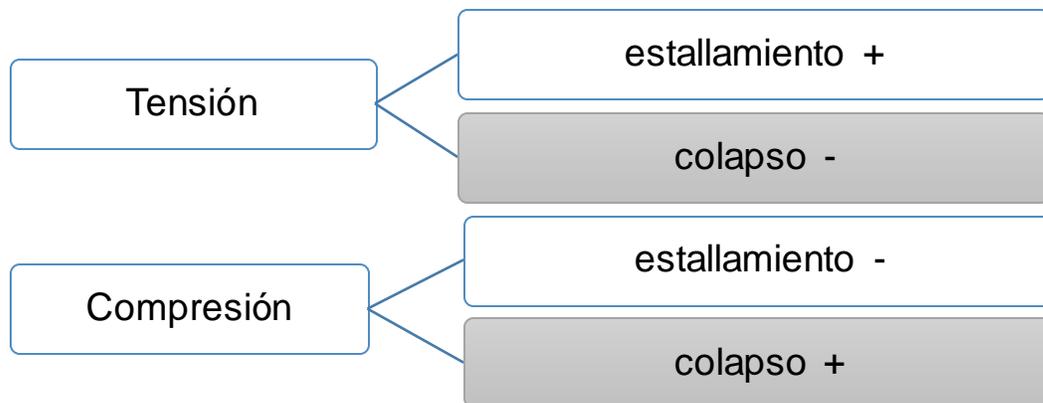
T.R. 2 (en esta tubería se tiene tensión y compresión debido a la flotación).

$$A2 = \frac{\pi}{4} * (9.625 \text{ [in]}^2 - 8.835 \text{ [in]}^2)$$

$$A2 = 11.4537 \text{ [in}^2\text{]}$$

$$Ea_{3 \text{ } 500 \text{ } ft} = \frac{176 \text{ } 478 \text{ [lb]}}{11.4537 \text{ [in}^2\text{]}} = 15 \text{ } 407.946 \text{ [psi]}$$

$$Ea_{fond} = \frac{59 \text{ } 751 \text{ [lb]}}{11.4537 \text{ [in}^2\text{]}} = 5 \text{ } 216.789 \text{ [psi]}$$



Porcentaje (%) para entrar en la tabla de esfuerzos biaxiales (la resistencia promedio es 10 000 psi más que la resistencia de cedencia) que son:

◆ N – 80, peso = 47 [lb / ft]. 80 000 [psi] y L – 80, peso= 40 [bl / ft]. 80 000 [psi]).

Recordando la ecuación 8.2.10

$$\% = \frac{Ea}{Resistencia \text{ } promedio}$$

T.R.1



Selección de Tubería de Revestimiento

$$\%_{sup} \frac{33\,728.871 \text{ [psi]}}{90\,000 \text{ [psi]}} = .3747$$

$$\%_{3\,500 \text{ ft}} \frac{4\,052.026 \text{ [psi]}}{90\,000 \text{ [psi]}} = .1561$$

T.R.2

$$\%_{3\,500 \text{ ft}} = \frac{15\,407.946 \text{ [psi]}}{90\,000 \text{ [psi]}} = .1711$$

$$\%_{fond} = \frac{5\,216.789 \text{ [psi]}}{90\,000 \text{ [psi]}} = .0579$$

T.R. 1

sup
37.47%

estall. = 113% Pi

colapso = 76 % Pc

a 3 500 ft
15.61%

estall. = 107 % Pi

colapso = 92 % Pc

T.R.2

a 3 500 ft
17.11%

estall. = 108 % Pi

colapso = 90 % Pc

fondo
5.79%

estall. = 98 % Pi

colapso = 103 % Pc



Selección de Tubería de Revestimiento

T.R. 1

Presión interna.

$$Pi_{sup} = 6\,600 [psi] * 1.13 = 7\,458 [psi]$$

$$Pi_{3\,500\,ft} = 6\,600 [psi] * 1.07 = 7\,062 [psi]$$

Presión de colapso.

$$Pc_{sup} = 4\,750 [psi] * .76 = 3\,610 [psi]$$

$$Pc_{3\,500\,ft} = 4\,750 [psi] * .92 = 4\,370 [psi]$$

T.R. 2

Presión interna.

$$Pi_{3\,500\,ft} = 5\,750 [psi] * 1.08 = 6\,210 [psi]$$

$$Pi_{fond} = 5\,750 [psi] * .98 = 5\,635 [psi]$$

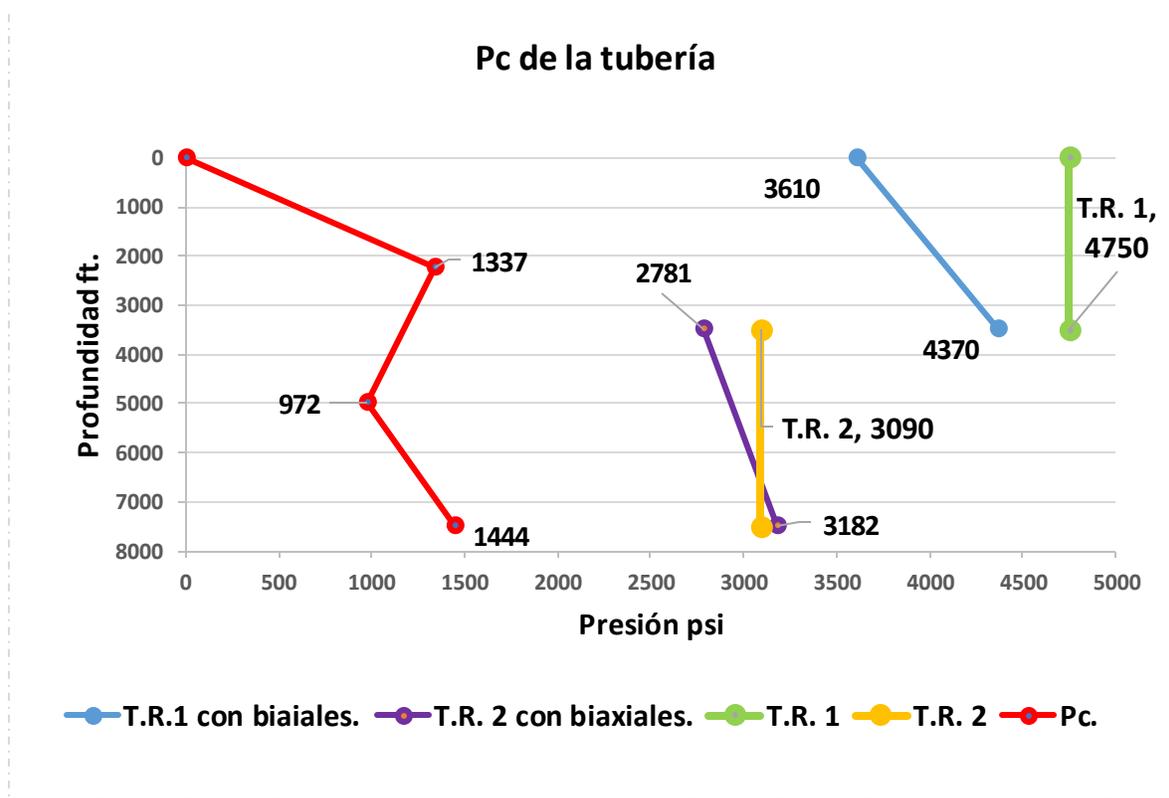
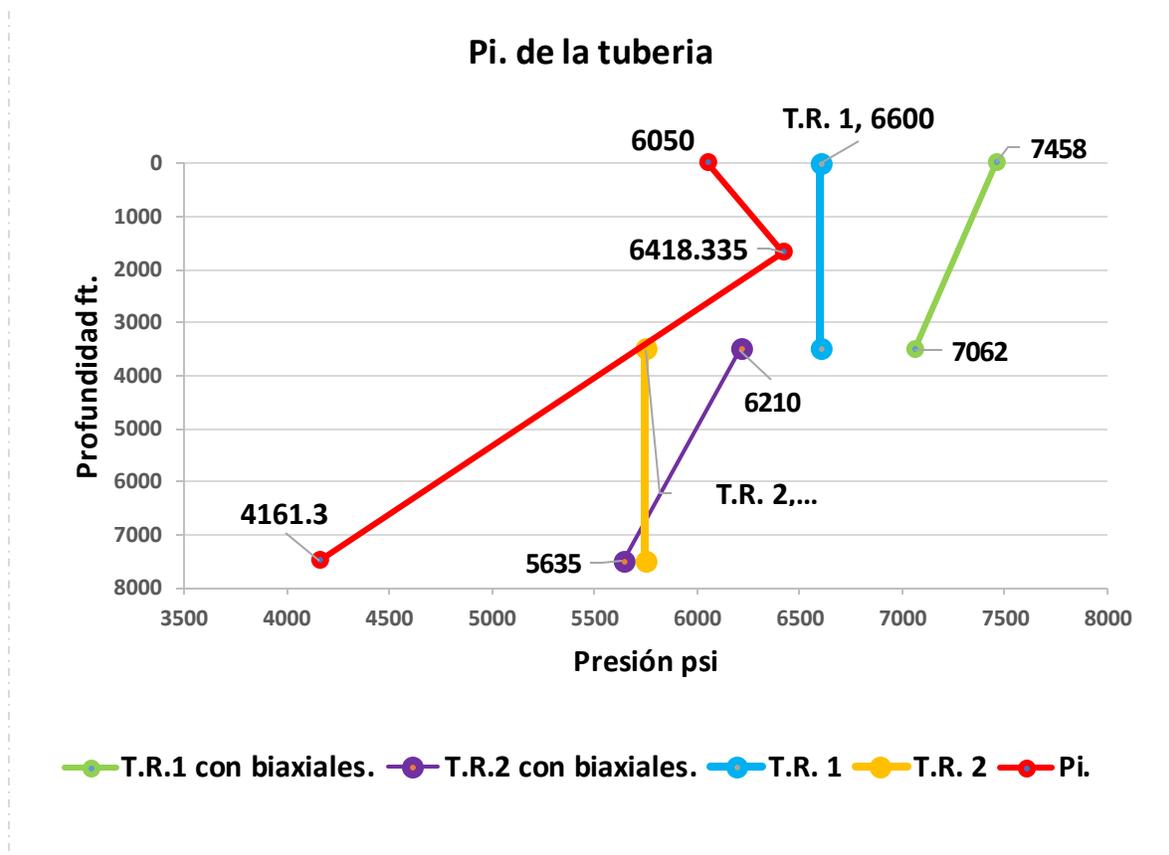
Presión de colapso.

$$Pc_{1\,500\,ft} = 3\,090 [psi] * .90 = 2\,781 [psi]$$

$$Pc_{fond} = 3\,090 [psi] * 1.03 = 3\,182.7 [psi]$$



Selección de Tubería de Revestimiento





Selección de Tubería de Revestimiento

Las correcciones biaxiales afectan a la resistencia de presión interna y presión externa de la tubería tanto positiva como negativa (por la tensión y compresión).

Costo.

Al tener una combinación de dos o más tuberías se pueden reducir costos que si fuera un solo tipo de tubería.

Ecuación 8.3.2

$$\text{Costo} = \text{long.} * \text{Precio}$$

Caso 1 (solo una tubería)

$$\text{Costo} = 7\,500 \text{ [ft]} * 57.07 \left[\frac{\$}{\text{ft}} \right] = 428\,025 \text{ [\$]}$$

Caso 2 (combinación de tuberías)

$$\text{Costo}_{T.R.1} = 3\,500 \text{ [ft]} * 57.07 \left[\frac{\$}{\text{ft}} \right] = 199\,745 \text{ [\$]}$$

$$\text{Costo}_{T.R.2} = 3\,000 \text{ [ft]} * 37.11 \left[\frac{\$}{\text{ft}} \right] = 111\,330 \text{ [\$]}$$

$$\text{Costo}_{total} = 199\,745 \text{ [\$]} + 111\,330 \text{ [\$]} = 311\,075 \text{ [\$]}$$

Diferencia de precio del caso 1 y el caso 2.

$$\text{Diferencia de precio}_{\text{ caso 1 y caso 2}} = 428\,025 \text{ [\$]} - 311\,075 \text{ [\$]} = 116\,950 \text{ [\$]}$$

En este caso solo se ahorro 116 950 [\\$] que si hubiera sido solo una tubería.



Selección de Tubería de Revestimiento

Selección de T.R. de explotación

Consideraciones para T.R. Explotación.

- ◆ Cálculo de Presión Interna se supone la densidad del fluido de 9 [lb / gal] y al ser también la densidad de 9 [lb / gal] la presión de respaldo que se encuentra en el espacio anular se cancelan entre si.
- ◆ En la presión de respaldo que afecta la Presión Externa no se considera "seco", cuando se esperan operaciones de elevación de gas.
- ◆ El rango de los factores de seguridad (factor de diseño).
 - Presión Interna 1.05 a 1.25 (sugerido 1.05).
 - Presión Externa 1 a 1.125(sugerido 1).
 - Tensión 1.6 a 1.8 (sugerido 1.6).

Datos:

- ◆ Diámetro = 5 [in].
- ◆ Mínimo diámetro interior aceptable Drif. = 4 [in].
- ◆ Profundidad = 10 500 [ft].
- ◆ Densidad del lodo $\rho_L = 13.2$ [lb / gal].
- ◆ Cemento
 - Cima del cemento = 8 000 [ft].
 - Densidad del cemento $\rho_c = 16$ [lb / gal].
- ◆ Presión superficial = 6800 [psi].
- ◆ Densidad del fluido del espacio anular = 9 [lb / gal].

1.- Presión interna

Cálculo de presión hidrostática se supone la densidad del fluido de 9 [lb / gal] y al ser también la densidad que se encuentra en el espacio anular se cancelan entre si como se mostrara a continuación:



Selección de Tubería de Revestimiento

Presión dentro del tubo.

$$P_{i_{fluido}} = 9 \left[\frac{lb}{gl} \right] * 10\,500 [ft] * .052$$

$$P_{i_{fluido}} = 4\,914 [psi]$$

Ecuación 8.4.1

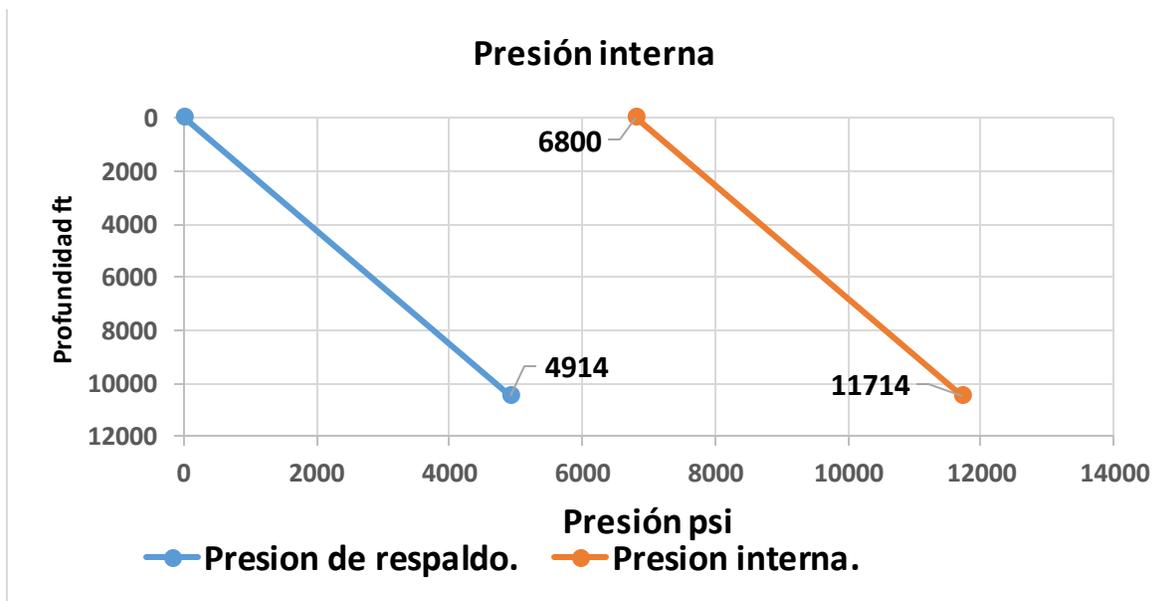
$$P_{i_{fondo}} = P_s + P_{i_{fluido}} = 6\,800 [psi] + 4\,914 [psi]$$

$$P_{i_{fondo}} = 11\,714 [psi]$$

Presión de respaldo.

$$P_{r_{fluido}} = 9 \left[\frac{lb}{gl} \right] * 10\,500 [ft] * .052$$

$$P_{r_{fluido}} = 4\,914 [psi]$$



La resultante de la presión de respaldo y la presión interna.

$$P_{i_{sup}} = 6\,800 [psi]$$

$$P_{i_{fondo}} = 6\,800 [psi]$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Selección de Tubería de Revestimiento de explotación.

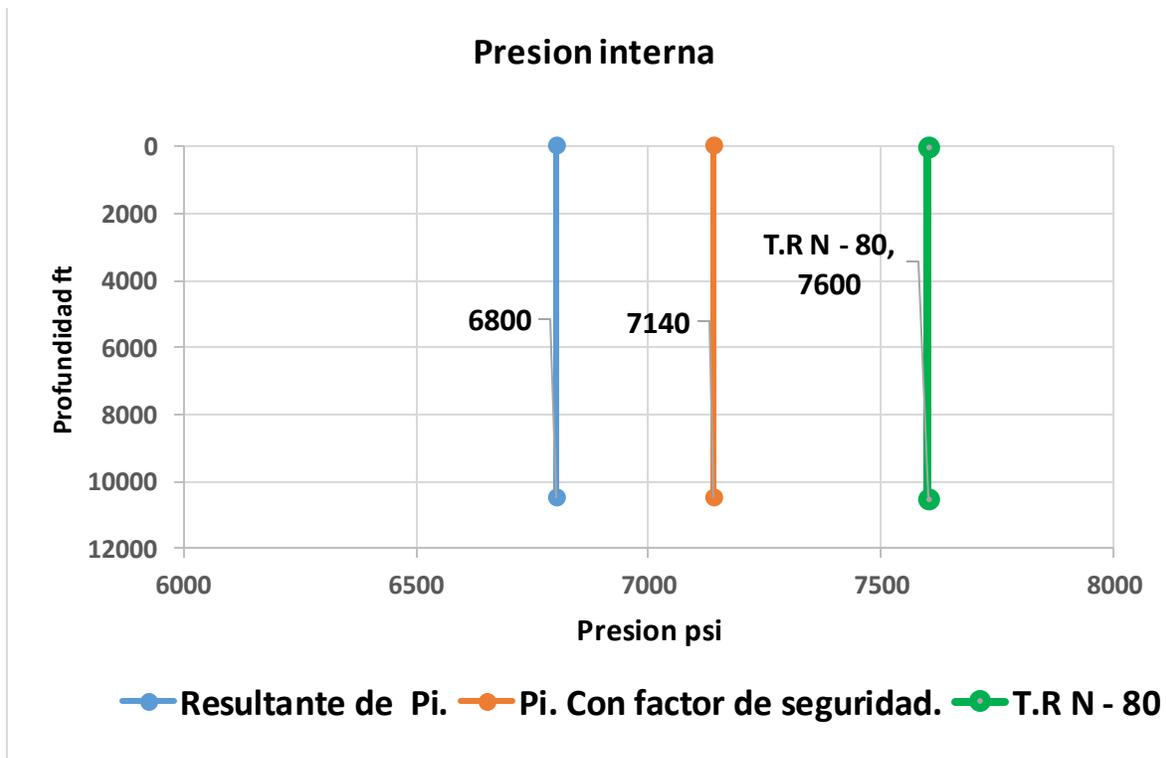
5 [in], N – 80, peso 15 [lb/ft].

- ◆ $W_u = 15$ [lb / ft].
- ◆ Espesor = .296 [in].
- ◆ Costo = 21.6 [\$/ ft].
- ◆ Res. Pi. = 7 600 [psi].
- ◆ Res. Pc. = 7 250 [psi].
- ◆ Res. T. = 238 000 [lb].
- ◆ Cedencia 80 000 [psi].

Factor de seguridad (factor de diseño de 1.05).

$$P_{i_{sup}} = 6\,800 \text{ [psi]} * 1.05 = 7\,140 \text{ [psi]}$$

$$P_{i_{fondo}} = 6\,800 \text{ [psi]} * 1.05 = 7\,140 \text{ [psi]}$$





Selección de Tubería de Revestimiento

2.- Presión de colapso.

Presión de lodo.

$$P_{c_l} = 8\,000 [ft] * 13.2 \left[\frac{lb}{gal} \right] * .052$$

$$P_{c_l} = 5\,491.2 [psi]$$

Presión de cemento.

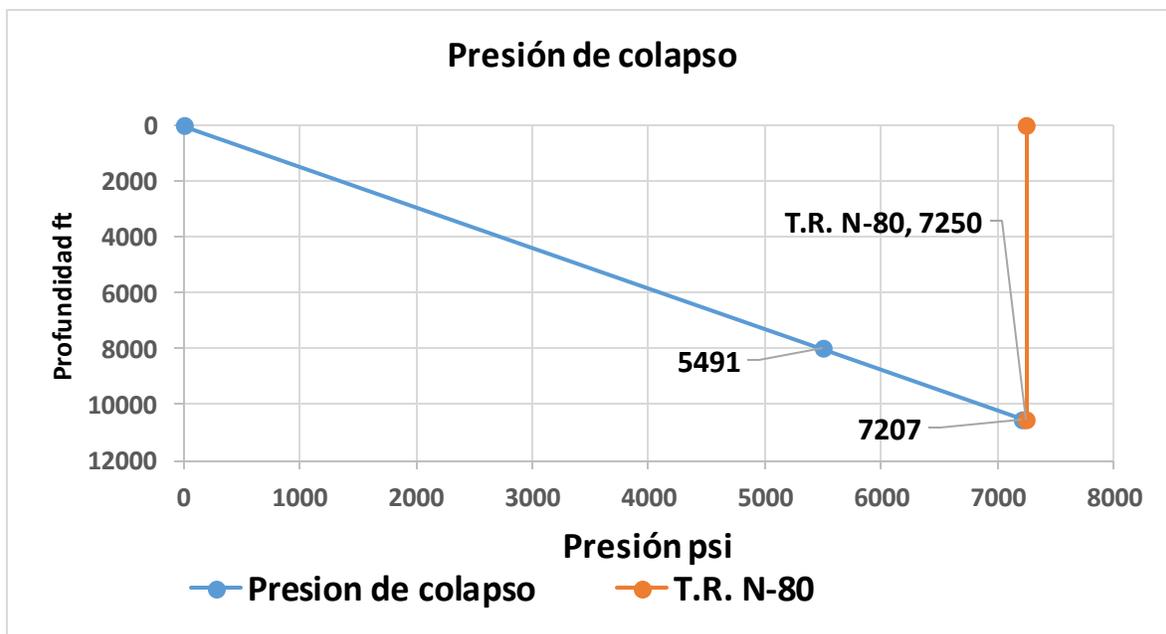
$$P_{c_c} = 2\,500 [ft] * 16 \left[\frac{lb}{gal} \right] * .052$$

$$P_{c_c} = 2\,080 [psi]$$

$$P_{c_{fond}} = 2\,080 [psi] + 5\,491.2 [psi] = 7\,571.2 [psi]$$

La presión de respaldo no se considera "seco" cuando se esperan operaciones de elevación de gas.

Factor de seguridad (factor de diseño de 1).



Selección de Tubería de Revestimiento

3.-Tensión y compresión.

Peso de la tubería.

Recordando la ecuación 8.2.4

$$W = \sum (W_u * long.) = 15 \left[\frac{lb}{ft} \right] * 7\,500 [ft]$$

$$W = 157\,600 [lb]$$

Fuerza de flotación.

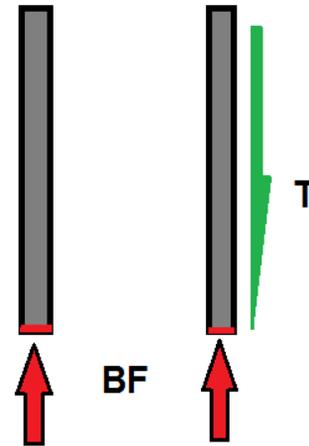
$$\diamond D = 5 [in].$$

$$\diamond d = 4.408 [in].$$

Recordando la ecuación 8.1.5

$$A = \frac{\pi}{4} * (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} * (5 [in]^2 - 4.408 [in]^2)$$

$$A = 4.374 [in^2]$$



Recordando la ecuación 8.2.6

$$\uparrow BF = \rho * h * A$$

$$\uparrow BF = 13.2 \left[\frac{lb}{gal} \right] * 7\,500 [ft] * 4.374 [in^2] * .052$$

$$\uparrow BF = 31\,524 [lb]$$

Recordando la ecuación 8.2.7

$$T = W + \sum BF = 157\,600 [lb] - 31\,324 [lb]$$

$$T = 126\,075.7 [lb]$$

Punto neutro.

Recordando la ecuación 8.2.8

$$Long.Punt.neut. = \frac{\sum \uparrow BF}{w_u} = \frac{31\,524 [lb]}{15 \left[\frac{lb}{ft} \right]}$$

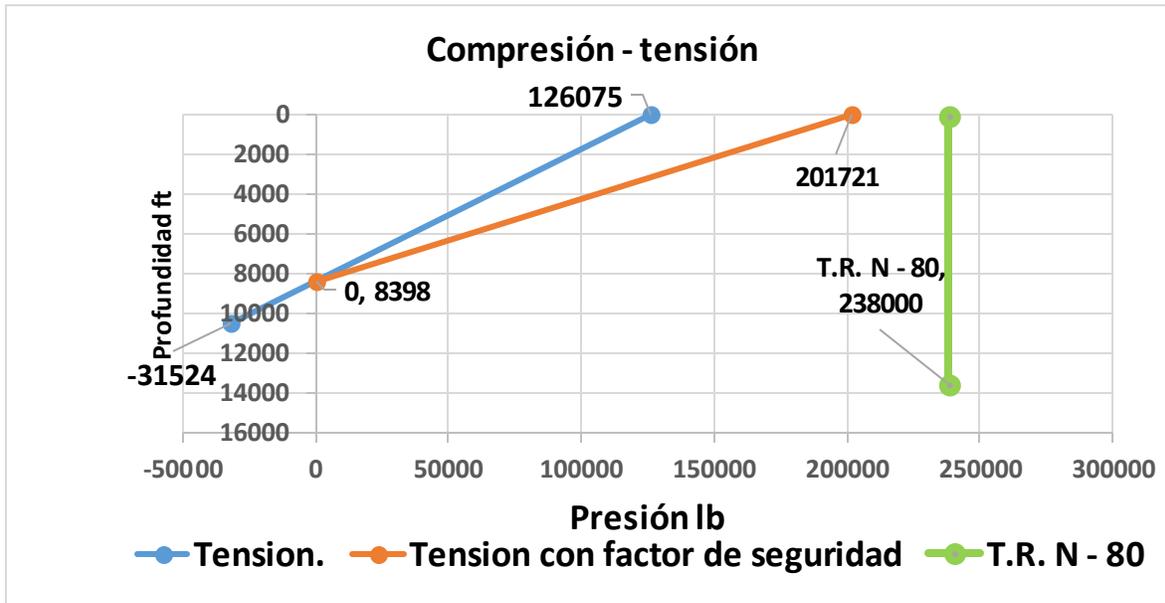
$$Long.Punt.neut. = 2\,101.6 [ft]$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Factor de seguridad (factor de diseño) 1.6.

$$T = 126\ 075.12 \text{ [lb]} * 1.6 = 201\ 721.12 \text{ [lb]}$$



4.- Corrección por biaxiales.

Esfuerzo actual (Ea).

Recordando la ecuación 8.2.9

$$Ea = \frac{\text{empuje}}{\text{área de empuje}}$$

$$Ea_{sup} = \frac{201\ 721.12 \text{ [lb]}}{4.408 \text{ [in}^2\text{]}} = 45\ 762.5 \text{ [psi]}$$

$$Ea_{fond} = \frac{31\ 524 \text{ [lb]}}{4.408 \text{ [in}^2\text{]}} = 7\ 151.542 \text{ [psi]}$$

Porcentaje (%) para entrar en la tabla de esfuerzos biaxiales (la resistencia promedio es 10 000 [psi] más que la resistencia de cedencia que es N – 80, peso = 15 [lb / ft] 90 000 [psi]).

Recordando la ecuación 8.2.10

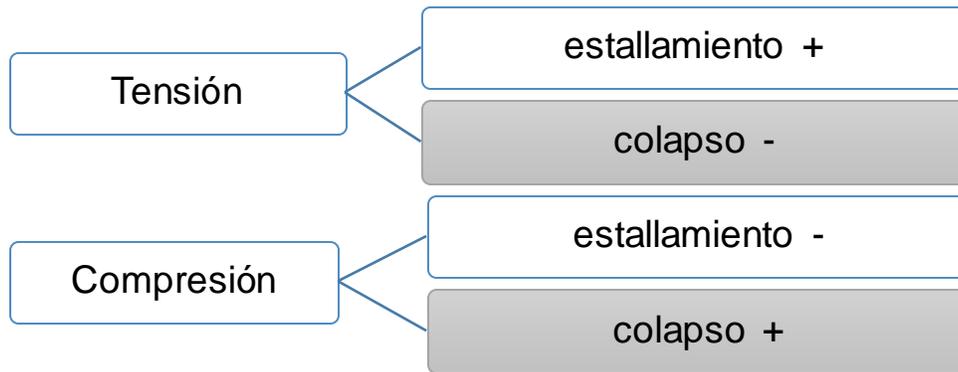
$$\% = \frac{Ea}{\text{Resistencia promedio}}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

$$\%_{sup} = \frac{45\,762.5 \text{ [psi]}}{90\,000 \text{ [psi]}} = .508$$

$$\%_{fond} = \frac{7\,151.542 \text{ [psi]}}{90\,000 \text{ [psi]}} = .079$$



sup	estall. = 115 % P_i
50.8 %	colapso = 65 % P_c

fondo	estall. = 98 % P_i
7.9%	colapso = 104 % P_c

Presión interna.

Resistencia a la presión interna de tubería ($P_i = 7\,600 \text{ [psi]}$).

$$P_{i_{sup}} = 7\,600 \text{ [psi]} * 1.15 = 8\,740 \text{ [psi]}$$

$$P_{i_{fond}} = 7\,600 \text{ [psi]} * .98 = 7\,448 \text{ [psi]}$$

Presión de colapso.

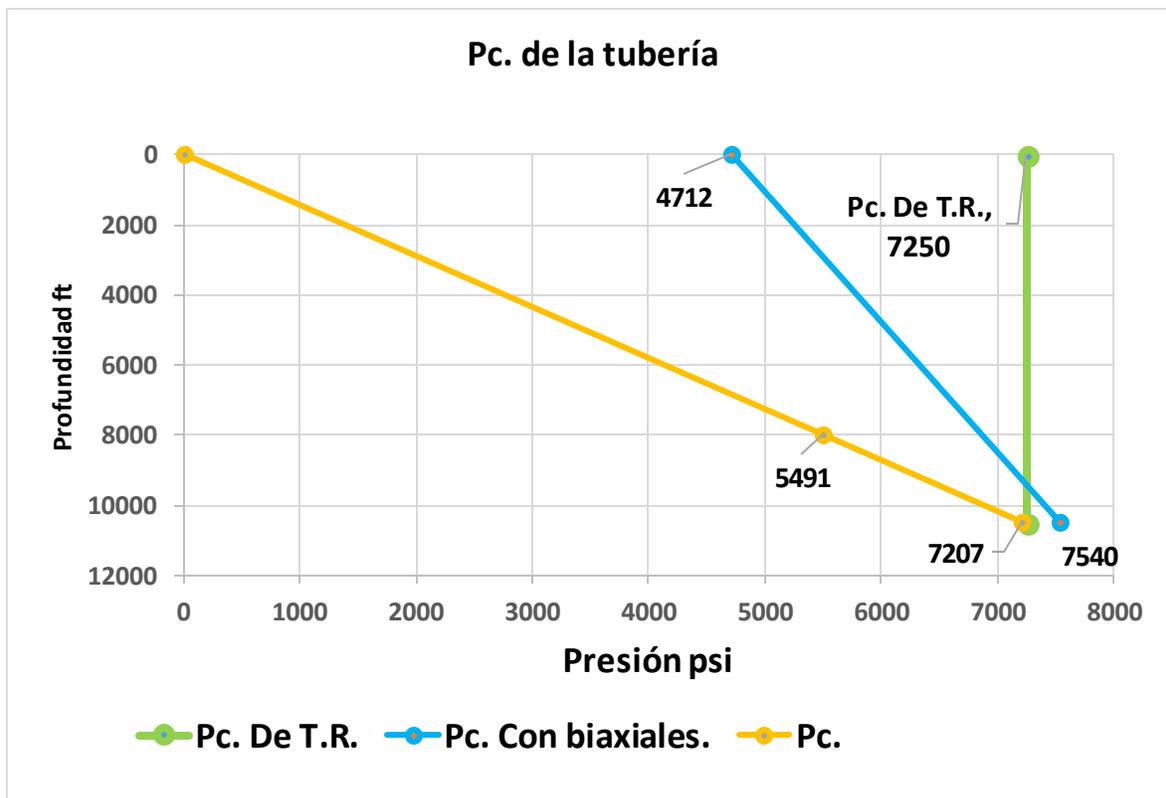
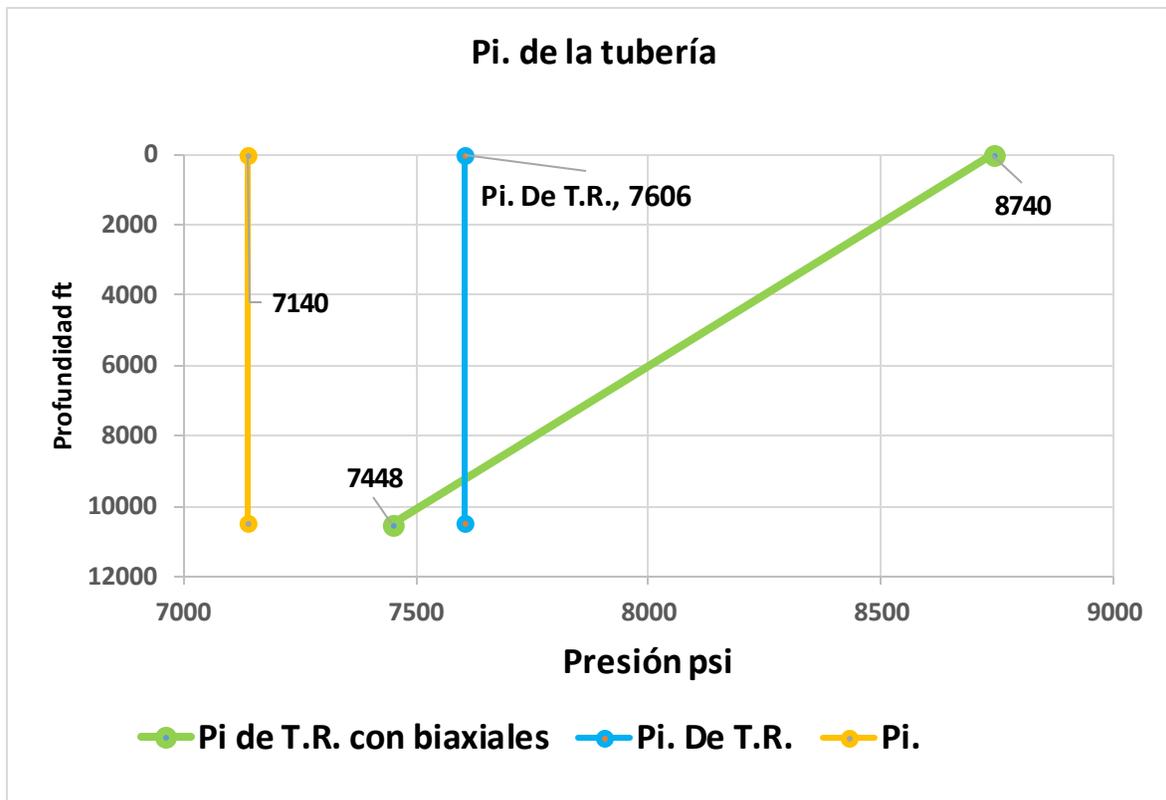
Resistencia a la presión de colapso de la tubería ($P_c = 7\,250 \text{ [psi]}$).

$$P_{c_{sup}} = 7\,250 \text{ [psi]} * .65 = 4\,712 \text{ [psi]}$$

$$P_{c_{fond}} = 7\,250 \text{ [psi]} * 1.04 = 7\,540 \text{ [psi]}$$



Selección de Tubería de Revestimiento





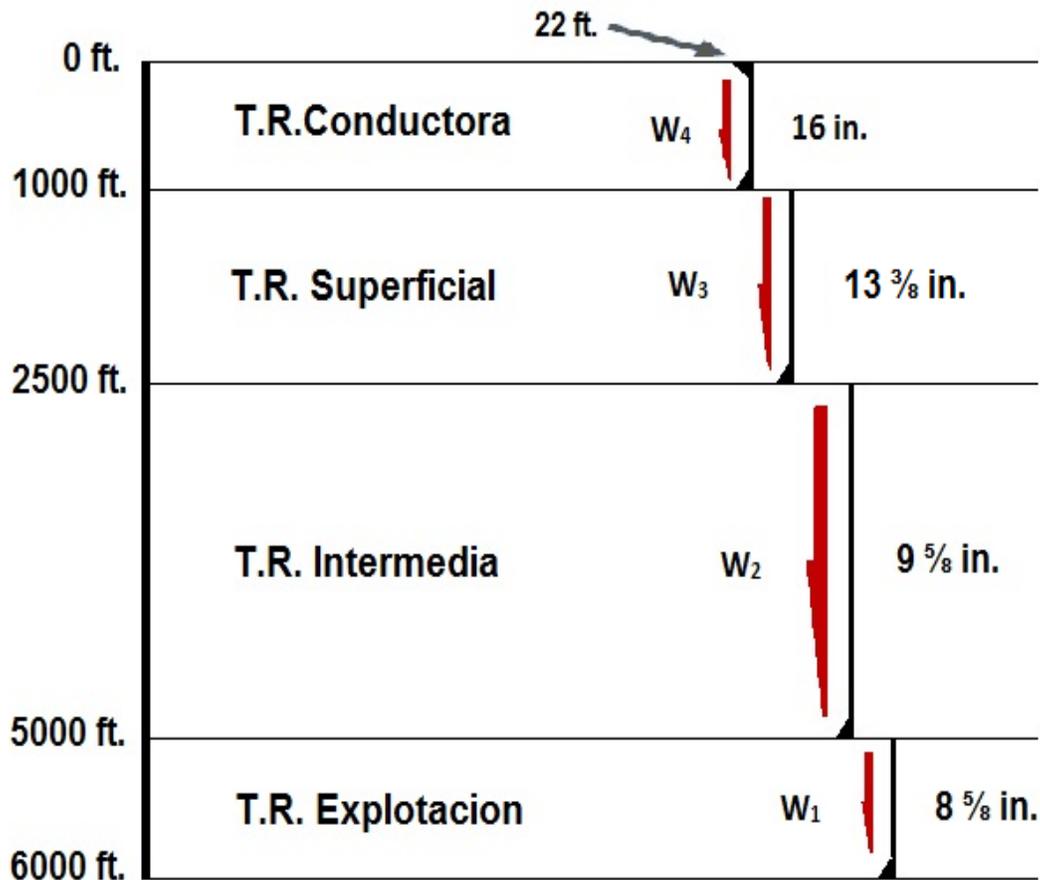
Selección de Tubería de Revestimiento

Corrección de resistencia al colapso y cedencia del tubo de revestimiento

Cálculo de la resistencia al colapso y de cedencia del acero del tubo cuando se tiene una tensión sobre él.

En el ejemplo:

- ◆ Se supone como un caso en el cual se encontrará la mayor tensión posible que se pueda encontrar en las tuberías por lo que no se añadirá la presión de flotación que ejerce el fluido que está en el pozo.
- ◆ Se supondrá que la tubería está colgada de la anterior, por lo tanto la tensión será mayor hacia la superficie por la carga axial de las demás tuberías como se muestra en el esquema.
- ◆ En la mayoría de la literatura, los diseños de tubería de revestimiento son efectuados sin carga axial o tensión cero.





Selección de Tubería de Revestimiento

Características de la Tubería de Revestimiento de Explotación

N - 80, Diámetro 8 5/8 [in]

◆ Wu = 36 [lb/ft].

◆ Espesor = .4 [in].

◆ Tensión = 1 034 000 [lb].

◆ Presión de colapso = 4 100 [psi].

◆ Presión interna = 5 750 [psi].

Cálculo de tensión.

Recordando la ecuación 8.2.4

$$W_1 = W_u * long. = 1\ 000 [ft] * 36 \left[\frac{lb}{ft} \right]$$

$$W_1 = 3\ 600 [lb]$$

Recordando la ecuación 8.2.5

$$A_1 = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (8.625 [in]^2 - 7.825 [in]^2)$$

$$A_1 = 10.335 [in^2]$$

Ecuación 8.5.1

$$\sigma_t = \frac{F_A}{A}$$

Donde:

σ_t = Esfuerzo tensional de la tubería [psi].

A = Área transversal del tubo [in²].

F_A = Fuerza de tensión de la tubería [lb].

$$\sigma_{t1} = \frac{3\ 600 [lb]}{10.335 [in^2]} = 3\ 483.039 [psi]$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Con factor de seguridad de 1.8.

$$\sigma_{t1} = 3\,483.039 \text{ [psi]} * 1.8 = 6\,269.47 \text{ [psi]}$$

Ecuación 8.5.2

$$R_{CN} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y}\right)^2}\right)} - \left[0.5 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y}\right)\right] \right\} * \sigma_y$$

Donde:

R_{CN} = Resistencia de cedencia de la tubería al esfuerzo axial [psi].

σ_y = Resistencia cedencia de la tubería [psi].

σ_t = Esfuerzo al que se encuentra trabajando la tubería dentro del pozo [psi].

$$R_{CN1} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{6\,269.47 \text{ [psi]}}{80\,000 \text{ [psi]}}\right)^2}\right)} - \left[0.5 * \left(\frac{6\,269.47 \text{ [psi]}}{80\,000 \text{ [psi]}}\right)\right] \right\} * 80\,000 \text{ [psi]}$$

$$R_{CN1} = 76\,680.804 \text{ [psi]}$$

De tablas se obtiene la nueva resistencia a la presión de colapso al tener una tensión.

$$Pc_{5000} = 3\,990 \text{ [psi]}$$

$$Pc_{6000} = 4\,100 \text{ [psi]}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Características de la Tubería de Revestimiento Intermedia

L – 80, Diámetro 9 5/8 [in]

◆ Wu = 40 [lb/ft].

◆ Espesor = .395 [in].

◆ Tensión = 1 145 000 [lb].

◆ Presión de colapso = 3 090 [psi].

◆ Presión interna = 5 750 [psi].

Cálculo de tensión.

Recordando la ecuación 8.2.4

$$W_2 = W_u * long. = 2\,500 [ft] * 40 \left[\frac{lb}{ft} \right]$$

$$W_2 = 100\,000 [lb]$$

Recordando la ecuación 8.2.5

$$A_2 = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (9.625 [in]^2 - 8.835 [in]^2)$$

$$A_2 = 11.453 [in^2]$$

Recordando la ecuación 8.5.1

$$\sigma_t = \frac{F_A}{A}$$

Donde:

σ_t = Esfuerzo tensional de la tubería [psi].

A = Área transversal del tubo [in²].

F_A = Fuerza de tensión de la tubería [lb].

$$\sigma_{t2} = \frac{100\,000 [lb]}{11.453 [in^2]} = 8\,731 [psi]$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Con factor de seguridad de 1.8.

$$\sigma_{t_2} = 8\,731 \text{ [psi]} * 1.8 = 15\,716.406 \text{ [psi]}$$

La tubería intermedia sostiene a la tubería de explotación.

$$\sigma_{t_2} = 15\,716.406 \text{ [psi]} + 6\,264.7 \text{ [psi]} = 21\,985.876 \text{ [psi]}$$

Recordando la ecuación 8.5.2

$$R_{CN} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y}\right)^2}\right)} - \left[0.5 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y}\right)\right] \right\} * \sigma_y$$

Donde:

R_{CN} = Resistencia de cedencia de la tubería al esfuerzo axial [psi].

σ_y = Resistencia cedencia de la tubería [psi].

σ_t = Esfuerzo al que se encuentra trabajando la tubería dentro del pozo [psi].

$$R_{CN2} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{21\,985.876 \text{ [psi]}}{80\,000 \text{ [psi]}}\right)^2}\right)} - \left[0.5 * \left(\frac{21\,985.876 \text{ [psi]}}{80\,000 \text{ [psi]}}\right)\right] \right\} * 80\,000 \text{ [psi]}$$

$$R_{CN2} = 66\,708.194 \text{ [psi]}$$

De tablas se obtiene la nueva resistencia a la presión de colapso al tener una tensión.

$$Pc_{2500} = 2\,750 \text{ [psi]}$$

$$Pc_{5000} = 2\,980 \text{ [psi]}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Características de la Tubería de Revestimiento Superficial

K - 55, Diámetro $13 \frac{3}{8}$ [in].

◆ $W_u = 54.5$ [lb/ft].

◆ Espesor = .38 [in].

◆ Tensión = 1 399 000 [lb].

◆ Presión de colapso = 1 130 [psi].

◆ Presión interna = 2 730 [psi].

Cálculo de tensión.

Recordando la ecuación 8.2.4

$$W_3 = W_u * long. = 1\,500 [ft] * 54.5 \left[\frac{lb}{ft} \right]$$

$$W_3 = 81\,750 [lb]$$

Recordando la ecuación 8.2.5

$$A_3 = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (13.375 [in]^2 - 12.615 [in]^2)$$

$$A_3 = 15.513 [in^2]$$

Recordando la ecuación 8.5.1

$$\sigma_t = \frac{F_A}{A}$$

Donde:

σ_t = Esfuerzo tensional de la tubería [psi].

A = Área transversal del tubo [in^2].

F_A = Fuerza de tensión de la tubería [lb].

$$\sigma_{t3} = \frac{81\,750 [lb]}{15.513 [in^2]} = 5\,269.773 [psi]$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Con factor de seguridad de 1.8.

$$\sigma_{t_3} = 5\,269.773 \text{ [psi]} * 1.8 = 9\,485.591 \text{ [psi]}$$

La tubería superficial sostiene a la tubería intermedia y de explotación.

$$\sigma_{t_3} = 9\,485.591 \text{ [psi]} + 21\,985.876 \text{ [psi]} = 31\,471.467 \text{ [psi]}$$

Recordando la ecuación 8.5.2

$$R_{CN} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y}\right)^2\right)} \right] - \left[0.5 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y}\right) \right] \right\} * \sigma_y$$

Donde:

R_{CN} = Resistencia de cedencia de la tubería al esfuerzo axial [psi].

σ_y = Resistencia cedencia de la tubería [psi].

σ_t = Esfuerzo al que se encuentra trabajando la tubería dentro del pozo [psi].

$$R_{CN3} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{31\,471.467 \text{ [psi]}}{55\,000 \text{ [psi]}}\right)^2\right)} \right] - \left[0.5 * \left(\frac{31\,471.467 \text{ [psi]}}{55\,000 \text{ [psi]}}\right) \right] \right\} * 55\,000 \text{ [psi]}$$

$$R_{CN3} = 32\,036.225 \text{ [psi]}$$

De tablas se obtiene la nueva resistencia a la presión de colapso al tener una tensión.

$$Pc_{1000} = 930 \text{ [psi]}$$

$$Pc_{2500} = 1\,030 \text{ [psi]}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Características de la Tubería de Revestimiento Conductora

K - 55, Diámetro 16 [in].

- ◆ $W_u = 84$ [lb/ft].
- ◆ Espesor = .495 [in].
- ◆ Tensión = 1 496 000 [lb].
- ◆ Presión de colapso = 1 410 [psi].
- ◆ Presión interna = 2 980 [psi].

Cálculo de tensión.

$$long = 1\,000 [ft] - 22 [ft] = 978 [ft]$$

Recordando la ecuación 8.2.4

$$W_4 = W_u * long. = 978 [ft] * 84 \left[\frac{lb}{ft} \right]$$

$$W_4 = 82\,152 [lb]$$

Recordando la ecuación 8.2.5

$$A_4 = \frac{\pi}{4} (D^2 - d^2) = \frac{\pi}{4} (16 [in]^2 - 15.01 [in]^2)$$

$$A_4 = 24.111 [in^2]$$

Recordando la ecuación 8.5.1

$$\sigma_t = \frac{F_A}{A}$$

Donde:

σ_t = Esfuerzo tensional de la tubería psi.

A = Área transversal del tubo in^2 .

F_A = Fuerza de tensión de la tubería lb.



Selección de Tubería de Revestimiento

$$\sigma_{t4} = \frac{82\,152 \text{ [lb]}}{24.111 \text{ [in}^2\text{]}} = 3\,407.24 \text{ [psi]}$$

Con factor de seguridad de 1.8.

$$\sigma_{t4} = 3\,407.241 \text{ [psi]} * 1.8 = 6\,133.034 \text{ [psi]}$$

La tubería conductora sostiene toda la tubería subsecuente (es decir que la tensión total con sus cargas totales).

$$\sigma_{t4} = 6\,133.034 \text{ [psi]} + 31\,471.467 \text{ [psi]} = 37\,604.501 \text{ [psi]}$$

$$R_{CN} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y}\right)^2}\right)} - \left[0.5 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y}\right)\right] \right\} * \sigma_y$$

Donde:

R_{CN} = Resistencia de cedencia de la tubería al esfuerzo axial [psi].

σ_y = Resistencia cedencia de la tubería [psi].

σ_t = Esfuerzo al que se encuentra trabajando la tubería dentro del pozo [psi].

$$R_{CN3} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{37\,604.501 \text{ [psi]}}{55\,000 \text{ [psi]}}\right)^2}\right)} - \left[0.5 * \left(\frac{37\,604.501 \text{ [psi]}}{55\,000 \text{ [psi]}}\right)\right] \right\} * 55\,000 \text{ [psi]}$$

$$R_{CN3} = 25\,519.596 \text{ [psi]}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

MINIMUM COLLAPSE RESISTANCE OF CASING
UNDER AXIAL LOAD
GRADES L-80 AND N-80

D IN	WT/FT LB/FT	D/T	AREA SQ. IN.	AXIAL STRESS — PSI												
				-10000	-5000	0	5000	10000	15000	20000	25000	30000	35000	40000	45000	50000
4.5	11.6	18	3.338	6570	6470	6350	6230	6080	5920	5730	5530	5310	5050	4770	4460	4100
	13.5	15.52	3.836	8890	8720	8540	8330	8100	7850	7570	7260	6930	6560	6150	5710	5100
5	15	16.89	4.374	7520	7400	7250	7090	6910	6710	6490	6240	5970	5670	5340	4970	4560
	18	13.81	5.275	10970	10750	10500	10220	9910	9580	9150	8670	8150	7590	7000	6360	5680
	21.4	11.44	6.264	13490	13140	12760	12350	11890	11400	10870	10290	9680	9020	8310	7560	6740
	23.2	10.46	6.791	14620	14250	13830	13380	12890	12350	11780	11160	10490	9780	9010	8190	7310
24.1	10	7.069	15220	14830	14400	13930	13420	12860	12260	11610	10920	10180	9380	8530	7610	
5.5	17	18.09	4.962	6500	6400	6290	6160	6020	5860	5680	5480	5260	5010	4730	4420	4070
	20	15.24	5.828	9200	9020	8830	8610	8370	8100	7810	7490	7140	6760	6340	5810	5180
	23	13.25	6.63	11770	11500	11160	10800	10400	9970	9500	9000	8470	7890	7270	6610	5900
6.625	24	18.82	6.937	5940	5860	5760	5650	5530	5390	5230	5060	4860	4640	4400	4120	3800
	28	15.89	8.133	8500	8340	8170	7970	7760	7520	7260	6970	6650	6300	5920	5500	4990
	32	13.95	9.177	10780	10560	10320	10050	9750	9420	9060	8590	8070	7520	6940	6300	5630
7	23	22.08	6.656	3890	3870	3830	3790	3740	3690	3620	3530	3430	3320	3180	3010	2820
	26	19.34	7.549	5570	5490	5410	5310	5200	5080	4940	4780	4600	4400	4170	3920	3620
	29	17.16	8.449	7280	7160	7020	6870	6700	6510	6300	6060	5800	5510	5200	4840	4440
	32	15.45	9.317	8960	8800	8610	8400	8170	7910	7630	7320	6980	6610	6200	5730	5120
	35	14.06	10.172	10630	10420	10180	9910	9620	9300	8950	8520	8020	7470	6890	6260	5580
	38	12.96	10.959	12040	11730	11390	11020	10610	10170	9700	9190	8640	8050	7420	6750	6020
7.625	26.4	23.25	7.519	3500	3450	3400	3340	3270	3190	3150	3090	3020	2930	2820	2690	2540
	29.7	20.33	8.541	4910	4850	4790	4720	4630	4530	4420	4290	4140	3980	3780	3560	3310
	33.7	17.73	9.72	6790	6680	6560	6430	6270	6100	5910	5700	5460	5200	4900	4580	4210
	39	15.25	11.192	9180	9010	8820	8600	8360	8090	7800	7480	7130	6750	6330	5800	5180
	42.8	13.57	12.47	11300	11070	10810	10520	10180	9750	9300	8810	8280	7720	7110	6470	5770
	45.3	12.82	13.141	12160	11850	11510	11130	10720	10280	9800	9280	8730	8130	7500	6820	6080
	47.1	12.2	13.745	12720	12400	12040	11650	11220	10750	10250	9710	9130	8510	7840	7130	6360
8.625	36	21.56	10.336	4180	4140	4100	4050	3990	3920	3840	3740	3630	3500	3350	3170	2960
	40	18.74	11.887	5880	5810	5720	5620	5510	5390	5260	5110	4940	4750	4530	4280	3990
	44	17.25	12.763	7200	7080	6950	6800	6630	6440	6230	6000	5750	5460	5150	4800	4410
	49	15.48	14.118	8930	8760	8580	8370	8140	7880	7600	7290	6960	6590	6180	5720	5110
9.625	40	24.37	11.454	3170	3130	3090	3030	2980	2910	2840	2750	2660	2600	2520	2420	2290
	46.8	22.18	12.885	4870	4820	4760	4680	4600	4500	4390	4260	4120	3950	3760	3540	3290
	53.5	17.66	15.547	6850	6740	6620	6480	6320	6150	5960	5740	5500	5240	4940	4610	4240
10.75	51	23.89	14.561	3310	3260	3220	3160	3100	3030	2950	2860	2810	2730	2640	2530	2390
	55.5	21.72	15.947	4090	4060	4020	3970	3920	3850	3770	3680	3570	3440	3290	3120	2920
11.75	60	24.03	17.3	3260	3220	3180	3120	3060	2990	2920	2830	2760	2690	2610	2500	2360
13.375	68	27.86	19.445	2290	2280	2260	2240	2220	2180	2140	2100	2040	1970	1900	1810	1710
	72	26.02	20.768	2730	2700	2670	2630	2590	2540	2490	2420	2350	2260	2160	2050	1970

Figura 8.2

Resistencia del colapso en presencia de un esfuerzo axial (Tensión) para acero de grado N-80 y L-80.

Apuntes Lesson 17. Casing Desing, PETE 411 Well Drilling.



Selección de Tubería de Revestimiento

0

D IN	WT/FT LB/FT	D/T	AREA SQ. IN.	MINIMUM COLLAPSE RESISTANCE OF CASING UNDER AXIAL LOAD GRADES J-55 AND K-55												
				-10000	-5000	0	5000	10000	AXIAL STRESS — PSI							
									15000	20000	25000	30000	35000	40000	45000	50000
				COLLAPSE PRESSURE — PSI												
4.5	9.5	21.95	2.766	3440	3390	3310	3230	3120	3000	2850	2680	2470	2220	1930	1420	—
	10.5	20.09	3.009	4200	4110	4010	3880	3740	3570	3380	3150	2890	2570	2150	1540	—
	11.6	18	3.338	5220	5100	4960	4790	4590	4360	4100	3800	3450	2980	2380	1710	—
5	11.5	22.73	3.304	3170	3120	3060	2980	2890	2790	2660	2500	2320	2090	1820	1370	—
	13	19.76	3.773	4340	4250	4140	4010	3860	3690	3480	3240	2970	2640	2180	1570	—
	15	16.89	4.374	5880	5730	5560	5360	5120	4860	4550	4210	3730	3160	2530	1820	—
5.5	14	22.54	4.029	3230	3180	3120	3040	2950	2840	2700	2550	2350	2130	1850	1380	—
	15.5	20	4.514	4230	4150	4040	3920	3770	3600	3410	3180	2910	2590	2160	1550	—
	17	18.09	4.962	5180	5060	4910	4740	4550	4320	4060	3770	3430	2970	2370	1700	—
6.625	20	23	5.734	3070	3030	2970	2900	2820	2720	2590	2450	2270	2050	1790	1360	—
	24	18.82	6.937	4790	4690	4560	4410	4230	4030	3800	3530	3220	2850	2290	1640	—
7	20	25.74	5.749	2370	2320	2270	2210	2140	2090	2020	1930	1810	1670	1480	1220	—
	23	22.08	6.656	3400	3340	3270	3180	3080	2960	2820	2650	2450	2200	1910	1410	—
	26	19.34	7.549	4540	4440	4320	4190	4020	3840	3620	3370	3080	2730	2230	1600	—
7.625	26.4	23.25	7.519	2990	2950	2890	2830	2750	2650	2530	2390	2220	2010	1760	1340	—
8.625	24	32.67	6.934	1400	1390	1370	1350	1320	1290	1250	1200	1140	1070	980	870	—
	32	24.5	9.149	2600	2570	2530	2490	2430	2350	2260	2150	2010	1830	1610	1280	—
	36	21.56	10.336	3590	3530	3450	3360	3240	3110	2960	2770	2550	2290	1980	1440	—
9.625	36	27.34	10.254	2100	2070	2020	1970	1920	1850	1770	1670	1590	1480	1330	1150	—
	40	24.37	11.454	2640	2610	2570	2520	2460	2380	2290	2170	2030	1850	1630	1280	—
10.75	40.5	30.71	11.435	1630	1610	1580	1550	1520	1470	1420	1360	1280	1190	1090	960	—
	45.5	26.88	13.006	2170	2140	2090	2040	1980	1900	1820	1740	1650	1530	1370	1180	—
	51	23.89	14.561	2780	2750	2700	2650	2580	2500	2390	2260	2110	1920	1680	1310	—
11.75	47	31.33	13.401	1550	1540	1510	1490	1450	1410	1360	1310	1230	1150	1050	930	—
	54	27.01	15.463	2150	2120	2070	2020	1960	1890	1810	1720	1630	1520	1360	1170	—
	60	24.03	17.3	2740	2710	2660	2610	2540	2460	2360	2240	2080	1900	1660	1300	—
13.375	54.5	35.2	15.514	1140	1140	1130	1120	1110	1090	1060	1030	980	930	860	770	—
	61	31.1	17.487	1580	1560	1540	1520	1480	1440	1380	1320	1250	1180	1090	940	—
16	68	27.86	19.445	2020	1990	1950	1900	1850	1780	1710	1620	1520	1420	1290	1120	—
	75	36.53	21.414	1020	1020	1020	1010	1010	1000	970	950	910	880	800	700	—
18.625	84	32.32	24.112	1440	1420	1410	1390	1360	1320	1280	1230	1160	1090	1000	890	—
	87.5	42.82	24.858	630	630	630	630	630	630	630	630	620	600	580	530	—
20	94	45.66	26.918	520	520	520	520	520	520	520	520	520	510	490	470	—
	106.5	40	30.631	770	770	770	770	770	770	770	770	760	740	710	670	610
	133	31.5	38.632	1530	1520	1500	1470	1440	1400	1350	1290	1220	1140	1040	920	—

Figura 8.3

Resistencia del colapso en presencia de un esfuerzo axial (Tensión) para acero de grado J - 55 y K - 55.

Apuntes Lesson 17. Casing Desing, PETE 411 Well Drilling.

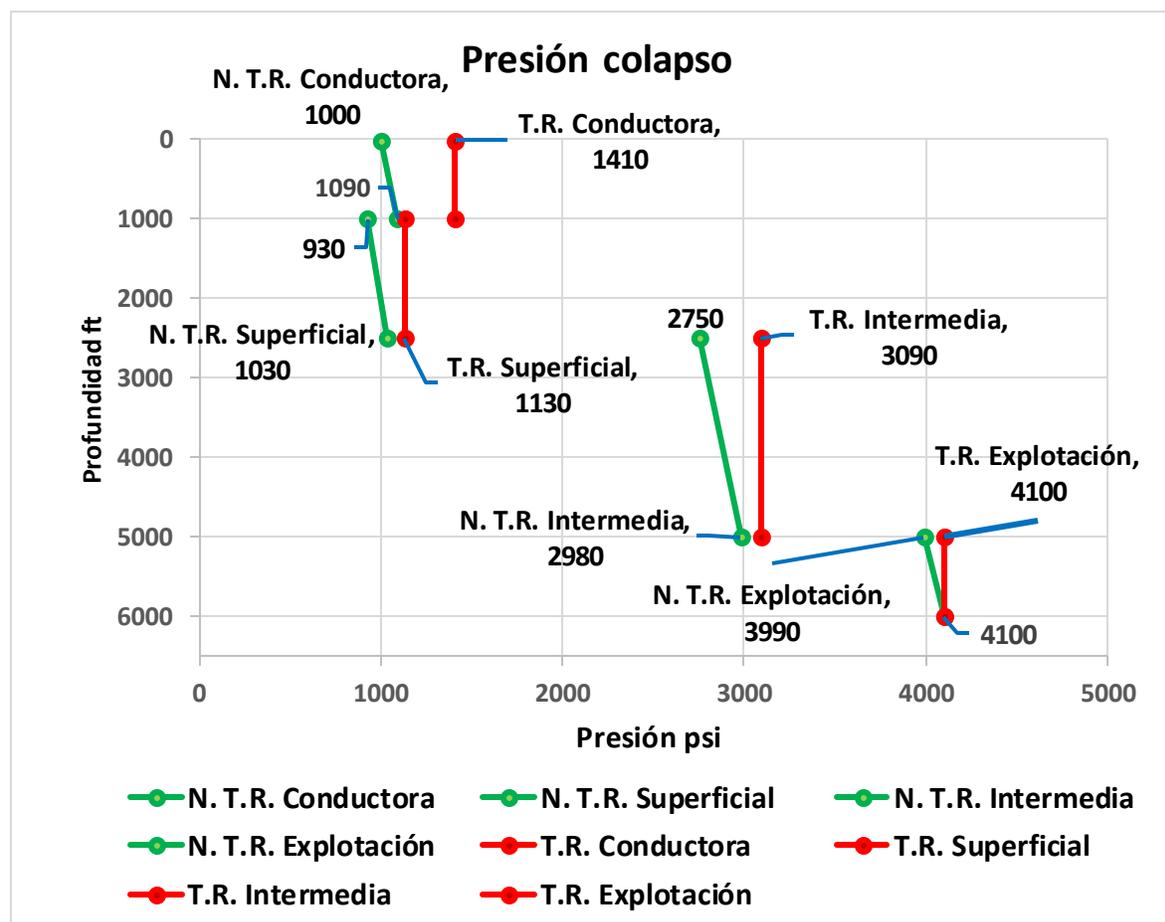


Selección de Tubería de Revestimiento

Las presiones de colapso corregidas por tensión en las tuberías de revestimiento, obtenida de la tabla anterior con las tensiones y profundidades correspondientes.

Profundidad	Esfuerzo de Tensión [psi]	Presión de Colapso [psi]
T.R. Conductor		
22 [ft]	37 606	1 000
1 000 [ft]	31 471	1 090
T.R. Superficial		
1 000 [ft]	31 471	930
2 500 [ft]	21 985	1 030
T.R. Intermedia		
2 500 [ft]	21 985	2 750
5 000 [ft]	6 269	2 980
T.R. Explotación		
5 000 [ft]	6 269	3 990
6 000 [ft]	0	4 100

La resistencia al colapso de las tuberías se ve afectada negativamente por el esfuerzo axial (tensión) que es ejercida en el tubo como se muestra en el siguiente gráfico.





Selección de Tubería de Revestimiento

Fórmulas usadas generalmente en tuberías de pozos petroleros

Presión hidrostática

Ecuación 8.6.1

$$Ph = \frac{\rho * h}{10}$$

Donde:

- ◆ Ph = Presión hidrostática [kg / cm²].
- ◆ ρ = Densidad del fluido [g / cm³].
- ◆ h = Altura de la columna [m].

Ecuación 8.6.2

$$Ph = .052 * (\rho * h)$$

Donde:

- ◆ Ph = Presión hidrostática [psi].
- ◆ ρ = Densidad del fluido [lb / gal].
- ◆ h = Altura de la columna [pie].

Factor de flotación

Ecuación 8.6.3

$$Fb = 1 - \frac{\rho l}{\rho a}$$

Donde:

- ◆ Fb = Factor de flotación (adimensional).
- ◆ ρl = densidad del fluido de perforación [g / cm³] o [lb / gal].
- ◆ ρa = densidad del material [g / cm³] o [lb / gal]. Acero = 7.85 [g / cm³].

Selección de Tubería de Revestimiento

Longitud de lastrabarrenas requerido en el aparejo de fondo

Ecuación 8.6.4

$$Ldc = \frac{Psb}{Wdc * Fs * Fb * \cos \alpha}$$

Donde:

- ◆ Ldc = Longitud de los lastrabarrenas [m].
- ◆ Psb = Peso sobre la barrena a aplicarse [kg].
- ◆ Wdc = Peso unitario de los lastrabarrenas [kg / m].
- ◆ Fs = Factor de seguridad (85%).
- ◆ Fb = Factor de flotación (adimensional).
- ◆ α = Ángulo de inclinación del pozo [grados].

Tubo de Perforación

Para el grado de tubería que va inmediatamente arriba del lastrabarrenas:

Ecuación 8.6.5

$$Ltp = \frac{(Rt * .9) - Mop}{Wtp * Fb} - \frac{Ldc * Wdp}{Wtp}$$

Para subsecuentes grados de tubería de perforación:

Ecuación 8.6.6

$$Ltp_n = \frac{(Rt_n * .9) - Mop}{Wtp_n * Fb} - \frac{Ldc * Wdp + \sum_{n=2}^n Ldc_{n-1} * Wdp_{n-1}}{Wtp_n}$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Donde:

- ◆ L_{tp} = Longitud de la tubería de perforación del grado en cálculo [m].
- ◆ L_{dc} = Longitud de los lastrabarrenas [m].
- ◆ R_t = Resistencia a la tensión de la tubería del grado en cálculo [kg].
- ◆ W_{tp} = Peso ajustado de la tubería de perforación del grado en calculo [kg / m].
- ◆ W_{dc} = Peso unitario de los lastrabarrenas [kg / m].
- ◆ M_{op} = Margen adicional para tensión (jalón) [kg].
- ◆ F_b = Factor de flotación (adimensional).

Tuberías

Determinar el peso unitario de la tubería:

Ecuación 8.6.7

$$W_u = 10.69 * t * (D - t)$$

Donde:

- ◆ W_u = Peso unitario nominal [lb / pie].
- ◆ D = Diámetro exterior de la tubería [pg].
- ◆ t = Espesor de la pared del cuerpo del tubo [pg].

Determinación de la resistencia a la fuerza de tensión de una tubería:

Ecuación 8.6.8

$$F_t = \frac{\pi}{4} * \sigma_y * (D^2 - d^2) = \pi * \sigma_y * (D * t - t^2)$$

Donde:

- ◆ F_t = Resistencia a la fuerza de tensión de una tubería [lb].



Selección de Tubería de Revestimiento

- ◆ σ_y = Esfuerzo a la cedencia de la tubería [psi].
- ◆ D = Diámetro exterior de la tubería [pg].
- ◆ d = Diámetro interior de la tubería [pg].
- ◆ t = Espesor de la pared del cuerpo del tubo [pg].

Determinación de la resistencia a la presión interna de la tubería:

Ecuación 8.6.9

$$P_i = 0.875 * \frac{2 t * \sigma_y}{D} = 0.875 * \sigma_y * \left(1 - \frac{d}{D}\right)$$

Donde:

- ◆ P_i = Resistencia a la presión interna de la tubería [psi].
- ◆ σ_y = Esfuerzo a la cedencia de la tubería [psi].
- ◆ D = Diámetro exterior de la tubería [pg].
- ◆ d = Diámetro interior de la tubería [pg].
- ◆ t = Espesor de la pared del cuerpo del tubo [pg].

Determinación de la resistencia al colapso a diferentes modos de deformación:

Colapso elástico

Ecuación 8.6.10

$$P_c = \frac{2E}{1 - \nu^2} * \left\{ \frac{1}{\left(\frac{D}{t}\right) * \left[\left(\frac{D}{t}\right) - 1\right]^2} \right\}$$

Colapso de Transición

Ecuación 8.6.11

$$P_c = \sigma_y * \left[\frac{F_c}{\left(\frac{D}{t}\right)} - G_c \right]$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Colapso Plástico

Ecuación 8.6.12

$$Pc = \sigma_y * \left[\frac{Fc}{\left(\frac{D}{t}\right)} - Bc \right] - Cc$$

Colapso de Cendencia

Ecuación 8.6.13

$$Pc = \sigma_y * \left[\frac{\left(\frac{D}{t}\right) - 1}{\left(\frac{D}{t}\right)^2} \right]$$

Donde:

- ◆ Pc = Resistencia al colapso [psi].
- ◆ σ_y = Esfuerzo a la cedencia de la tubería [psi].
- ◆ E = Modulo de Young para el acero [psi]. Para el acero = $30 * 10^6$ [psi].
- ◆ u = Relación de Poisson (adimensional).
- ◆ D = Diámetro exterior de la tubería [pg].
- ◆ t = Espesor de la pared del cuerpo del tubo [pg].
- ◆ Ac , Bc , Cc , Fc y Gc = Coeficientes empíricos, datos por las siguientes ecuaciones (adimensionales).

Ecuación 8.6.14.1

$$Ac = 2.8762 + (0.10679 * 10^{-5} * \sigma_y) + (0.21301 * 10^{-10} * \sigma_y^2) - (0.53132 * 10^{-16} * \sigma_y^3)$$

Ecuación 8.6.14.2

$$Bc = 0.026233 + (0.50609 * 10^{-6} * \sigma_y)$$

Ecuación 8.6.14.3

$$Cc = -465.93 + (0.030867 * \sigma_y) - (0.10483 * 10^{-7} * \sigma_y^2) + (0.36989 * 10^{-13} * \sigma_y^3)$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Ecuación 8.6.14.4, 8.6.14.5

$$F_c = \frac{(46.95 * 10^6) * \left[\frac{\left(\frac{3 Bc}{Ac} \right)}{2 + \left(\frac{Bc}{Ac} \right)} \right]^3}{\sigma_y * \left[\frac{\left(\frac{3 Bc}{Ac} \right)}{2 + \left(\frac{Bc}{Ac} \right)} - \left(\frac{Bc}{Ac} \right) \right] * \left[1 - \frac{\left(\frac{3 Bc}{Ac} \right)}{2 + \left(\frac{Bc}{Ac} \right)} \right]^2} \quad G_c = \frac{F_c * Bc}{Ac}$$

Determinación de la resistencia al torque puro:

Ecuación 8.6.15.1, 8.6.15.2

$$Q = \frac{0.096167 * J * \sigma_y}{D} \quad J = \frac{\pi}{32} * (D^4 - d^4)$$

Donde:

- ◆ Q = Resistencia a la torsión de la tubería [lb / pie].
- ◆ J = Momento de inercia polar [pg⁴].
- ◆ σ_y = Esfuerzo a la cedencia de la tubería [psi].
- ◆ D = Diámetro exterior de la tubería [pg].
- ◆ d = Diámetro interior de la tubería [pg].

Determinación de la resistencia de una tubería cuando es sometida a esfuerzos combinados (esfuerzos biaxiales):

Ecuación 8.6.16

$$R_{CN} = \left\{ \left[\sqrt{1 - \left(0.75 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y} \right)^2} \right)} - \left[0.5 * \left(\frac{\sigma_t}{\sigma_y} \right) \right] \right\} * \sigma_y$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Donde:

- ◆ R_{CN} = Resistencia de cedencia de la tubería al esfuerzo axial [psi].
- ◆ σ_y = Resistencia cedencia de la tubería [psi].
- ◆ σ_t = Esfuerzo al que se encuentra trabajando la tubería dentro del pozo [psi].

Determinación de la elongación de una sarta:

Ecuación 8.6.17

$$e = \frac{12 * W * L}{E * A_s}$$

Donde:

- ◆ e = Elongación de la tubería [pg].
- ◆ W = Peso de la tubería flotado [lb].
- ◆ L = Longitud de la tubería [pies].
- ◆ E = Modulo de elasticidad [psi]. Para el acero = $30 * 10^6$ [Psi].
- ◆ A_s = Área de sección transversal de la tubería [pg²].

Esfuerzos combinados de la tubería con la tensión y torsión:

Ecuación 8.6.18

$$N = \frac{0.203 * (Qr * Lq)}{10\ 000 * (D^4 - d^4)}$$

Donde:

- ◆ N = Número de vueltas aplicadas en la superficie para generar torque (adimensional).
- ◆ Qr = Torque aplicado con el número de vueltas aplicadas en le superficie [lb / pie].
- ◆ Lq = Longitud de la tubería a donde se aplica el torque [pie].
- ◆ D = Diámetro exterior de la tubería [pg].
- ◆ d = Diámetro interior de la tubería [pg].

Selección de Tubería de Revestimiento

Ecuación 8.6.19

$$Qt = \frac{0.096167 * J}{D} * \sqrt{\sigma_y^2 - \frac{P^2}{A^2}}$$

Donde:

- ◆ Qt = Torque combinado con la tensión aplicada en superficie [lb / pie].
- ◆ J = Momento de inercia polar [pg⁴].
- ◆ D = Diámetro exterior de la tubería [pg].
- ◆ P = Tensión aplicada en la superficie [lb].
- ◆ A = Área de la sección transversal [pg²].
- ◆ σ_y = Esfuerzo a la cedencia de la tubería [psi].

Ecuación 8.6.20.1, 8.6.20.2

$$A = \frac{\pi}{4} * (D^2 - d^2) \qquad J = \frac{\pi}{32} * (D^4 - d^4)$$

Donde:

- ◆ A = Área de la sección transversal [pg²].
- ◆ J = Momento de inercia polar del elemento cilíndrico hueco) [pg⁴].
- ◆ D = Diámetro exterior de la tubería [pg].
- ◆ d = Diámetro interior de la tubería [pg].

Mecanismos de carga en tuberías

Ecuación 8.6.21

$$\Delta F_{temp} = -\alpha * E * As * \Delta T = -207 * As * \Delta T$$



Selección de Tubería de Revestimiento

Donde:

- ◆ ΔF_{temp} = Variación de fuerza axial por temperatura [lb].
- ◆ α = Coeficiente de expansión térmica [$1 / ^\circ F$], para el acero es $6.67 \cdot 10^{-6} \text{ } ^\circ F^{-1}$.
- ◆ E = Modulo de Young para el acero [psi]. Para el acero = $30 \cdot 10^6$ [psi].
- ◆ A_s = Área de la sección transversal de la tubería [pg^2].
- ◆ ΔT = Variación de la temperatura sobre la longitud libre [$^\circ F$].

Ecuación 8.6.22

$$\Delta Fa = + 0.471 * d^2 * \Delta Pi$$

Donde:

- ◆ ΔFa = Variación de fuerza axial por variación en la presión interna [lb]. El signo + significa un incremento de la fuerza de tensión.
- ◆ d = Diámetro interior de la tubería [pg].
- ◆ ΔPi = Variación en presión interna [psi].

Ecuación 8.6.23

$$\Delta Fa = - 0.471 * d^2 * \Delta Pe$$

Donde:

- ◆ ΔFa = Variación de fuerza axial por variación en la presión interna [lb]. El signo - significa un decremento de la fuerza de tensión.
- ◆ d = Diámetro interior de la tubería [pg].
- ◆ ΔPe = Variación en presión externa [psi].



NORMAS



Normas

Normas

Normas de PEMEX

Las normas NRF (Normas de Referencia Federal) son elaboradas por la entidad de la administración pública federal, establece requisitos técnicos y documentales que deben cumplir los productos o servicios que adquieren proveedores y contratistas, en caso de que las normas internacionales o mexicanas no cubran los requerimientos o sean inaplicables u obsoletas. Está respaldada por la ley federal de Metrología y Normalización.

Normas de PEMEX	
CLAVE	DESCRIPCION.
NRF - 001 - PEMEX - 2007	Tubería de acero para Recolección y transporte de Hidrocarburos.
NRF - 012 - PEMEX - 2001	Tubería de Resina con fibra de Vidrio para recolección, transporte de Hidrocarburos y fluidos Corrosivos.
NRF - 013 - PEMEX - 2005	Evaluación de Líneas Submarinas en el Golfo de México.
NRF - 014 - PEMEX - 2006	Inspección y Mantenimiento de Líneas Submarinas.
NRF - 060 - PEMEX - 2006	Inspección de ductos de transporte mediante equipos Instrumentados.
NRF - 150 -PEMEX - 2005	Prueba Hidrostática de Tuberías y Equipos.

Normas ASTM

Se creó en 1898 la ASTM (International American Society for Testing and Materials – Sociedad Internacional Americana de Pruebas y Materiales) es una organización internacional que desarrolla las normas a nivel mundial.

Reglamentos que rigen:

- ◆ Investigaciones.
- ◆ Proyectos de desarrollo.
- ◆ Sistemas de calidad.
- ◆ Comprobación.
- ◆ Aceptación de productos.
- ◆ Transacciones comerciales.



Normas

Es conocida en todo el mundo por su calidad, técnicas actualizadas y relevancia en el mercado. Para su creación es usado el procedimiento que adopta los principios del convenio de Barreras Técnicas al Comercio de la Organización Mundial de Comercio (World Trade Organization Technical Barriers to Trade Agreement), intervienen expertos, individuos, organizaciones, instituciones académicas, comerciantes, consultores y consumidores.

Las normas ASTM abarcan áreas como:

- ◆ Metales.
- ◆ Pinturas.
- ◆ Plásticos.
- ◆ Textiles.
- ◆ Petróleo.
- ◆ Construcción.
- ◆ Energía.
- ◆ Medio ambiente.
- ◆ Productos de consumo.
- ◆ Dispositivos.
- ◆ Productos eléctricos.
- ◆ Etc.

Normas ASTM aplicadas para tuberías.	
N° ASTM	DESCRIPCION
53	Tubo de acero al carbono con y sin costuras, negro y galvanizado.
106	Tubo de acero al carbono sin costuras para servicio de alta temperatura.
312	Tubo de acero inoxidable austenítico con y sin costuras.
335	Tubo sin costuras ferrítico de acero aleado para servicio de alta temperatura
358	Tubo de acero inoxidable austenítico soldado por fusión eléctrica para servicio de alta temperatura.
409	Tubo de acero inoxidable austenítico soldado de gran diámetro para servicio de alta temperatura y corrosivo.
451	Tubo de acero inoxidable austenítico colado centrifugado para servicio de alta temperatura.



Normas

523	Tubo de acero al carbono con y sin costuras para circuito de cable de alta presión.
672	Tubo de acero al carbono y aleado soldado por fusión eléctrica para alta presión a temperatura moderada.
691	Tubo de acero al carbono y aleado soldado por fusión eléctrica para alta presión y alta temperatura.
714	Tubo de acero de baja aleación con y sin costuras de alta resistencia.
790	Tubo de acero inoxidable ferrítico y austenítico con y sin costuras.
872	Tubo de acero inoxidable ferrítico y austenítico colado centrifugado para servicio en ambientes corrosivos.
984	Tubo de línea negro acero al carbono, extremos planos con costura soldada por resistencia.
1005	Tubo de línea negro acero al carbono, extremos planos con costura longitudinal helicoidal soldado por doble arco sumergido.
1006	Tubo de línea negro acero al carbono, extremos planos con costura soldada con láser.
1024	Tubo de línea negro, extremos planos sin costura.
1037	Tubo de línea negro, empataado en horno.

Normas ASTM aplicadas para conexiones de tuberías	
N° ASTM	DESCRIPCION
105	Forjas de acero al carbono para aplicaciones de tubular.
234	Conexiones de acero al carbono y aleado para servicio de moderada y alta temperatura.
403	Conexiones formadas con y sin costuras de acero inoxidable austenítico.
758	Conexiones soldables de acero al carbono con y sin costura con solidez mejorada.
815	Conexiones con y sin costuras de acero inoxidable austenítico, ferrítico y martensítico.
858	Conexiones de acero al carbono tratadas térmicamente para servicio corrosivo de baja temperatura.
860	Conexiones formadas soldables de acero de baja aleación y alta resistencia.



Normas

865	Coples roscados de acero al carbono negro y galvanizado, con y sin costura para uso en juntas de tubos de acero.
Normas ASTM generales, requisitos, pruebas, etc.	
N° ASTM	DESCRIPCION
370	Método de prueba y definiciones para pruebas mecánicas de productos de acero.
450	Requisitos generales para tubería de acero al carbono, aceros aleados e inoxidables especializados.
941	Terminología relacionada con aceros, aceros inoxidables, aceros relacionados y ferroaleaciones.
960	Requisitos comunes para conexiones de aceros para tubo formado.
995	Requisitos generales para tubería de aceros aleados e inoxidables.

Normas API

La normas API (The American Petroleum Institute – El Instituto Americano del Petróleo) se creó en 1919, es una asociación nacional americana que abarca todos los aspectos de la industria del petróleo y gas natural como el estudio de tecnologías, técnicas, estándares de hidrocarburos, seguridad, etc. Aquellos que intervienen en estas normas son:

- ◆ Productores.
- ◆ Refinadores.
- ◆ Productores.
- ◆ Comercializadores.
- ◆ Operadores.
- ◆ Transportista.
- ◆ Empresas de suministros.
- ◆ Etc.

Normas API para tuberías	
N° API	DESCRIPCION
API 2B	Especificación para fabricación del tubo de acero estructural.
API 5B	Especificación para roscado, calibración e inspección de cuerdas de tubo de revestimiento y de línea.



Normas

API 5D	Especificación (características y propiedades) para tubo de perforación.
API 5CT	Especificación (características y propiedades) para tubería de revestimiento y producción.
API 5L	Especificación (características y propiedades) para tubería superficial o de línea.
API 5LC	Especificación (características y propiedades) para tubería de línea CRA.
API 5LD	Especificación (características y propiedades) para tubo con recubrimiento interior o exterior.
API 5LCP	Especificación (características y propiedades) para tubo de línea enrollado.

Estándares ISO

La norma ISO (International Standardization Organization – Organización Internacional de Estandarización) se creó en 1946, son documentos que especifican requerimientos que pueden ser empleados en organizaciones para garantizar que los productos y servicios ofrecidos por dichas organizaciones que cumplen con su objetivo, los cuales abarca los siguientes aspectos:

- ◆ Calidad.
- ◆ Medio ambiente.
- ◆ Riesgos y seguridad.
- ◆ Responsabilidad social.

Estas especificaciones hacen posible la reducción de errores, problemas y sobre todo favorecen el incremento de la productividad.

Estándares ISO aplicadas para tuberías	
ESTANDAR	DESCRIPCION
ISO 65 : 1981	Tubo de acero al carbono adecuado para atornillarse de acuerdo con ISO 7-1.
ISO 2937 : 1974	Tubo sin costuras de extremos planos para aplicaciones mecánicas.
ISO 4200 : 1991	Tubo de acero con extremos planos, con y sin costura -Tablas generales dimensiones y masas por unidad de longitud.
ISO 7598 : 1988	Tubos de acero inoxidable adecuados para roscado de acuerdo con ISO 7 - 1.



Normas

ISO 9095 : 1990	Tubos de acero - marcaje continuo con caracteres y código de colores para identificar el material.
Estándares ISO aplicadas para conexiones de tuberías	
ESTANDAR	DESCRIPCION
ISO 7 - 1 : 1994	Rosca de tubo cuando se hacen uniones selladas a la presión de las roscas - parte 1: Dimensiones, tolerancia y designación.
ISO 7 - 2 : 2000	Roscas de tubos cuando se hacen uniones selladas a la presión de las roscas-parte2: verificación por medio de calibradores de límite.
ISO 4144 : 2003	Tuberías - Conexiones de acero inoxidable roscadas de acuerdo a ISO 7 -1.



Recomendaciones

Recomendaciones

◆ Tubería fibra de vidrio:

- ❑ Este tipo de tubería es de gran utilidad ya que posee un amplio beneficio en la industria petrolera en su alta resistencia a la corrosión de ácido sulfúrico (H₂S) y Bióxido de carbono (CO₂) en comparación con las tuberías de acero.
- ❑ Reduce los costos por ser más ligera lo cual se emplea equipos más ligeros como el mástil, requiere menos personal, y menos herramientas durante la instalación.
- ❑ Es de gran ayuda por las aplicaciones al ser usada como tubería de revestimiento y de producción pero tiene cierta desventaja con respecto a la alta tensión que se presenta en pozos profundos teniendo la posibilidad de posibles daños en las conexiones.

◆ La tensión se tiene que contemplar ya que es un factor importante sobre la cendencia del acero y la resistencia al colapso disminuyendo conforme a la tensión que esta aplicada sobre el tubo.

◆ En la selección de aleaciones se debe contemplar los fluidos con los que está en contacto, esfuerzos, temperatura, etc. es de gran importancia para prevenir posibles daños en la tubería.

◆ En la selección de tuberías es un punto importante tener presente la existencia del tubo y su disponibilidad para no tener retrasos del proyecto lo que se reflejará en los costos.



CONCLUSION

Conclusión

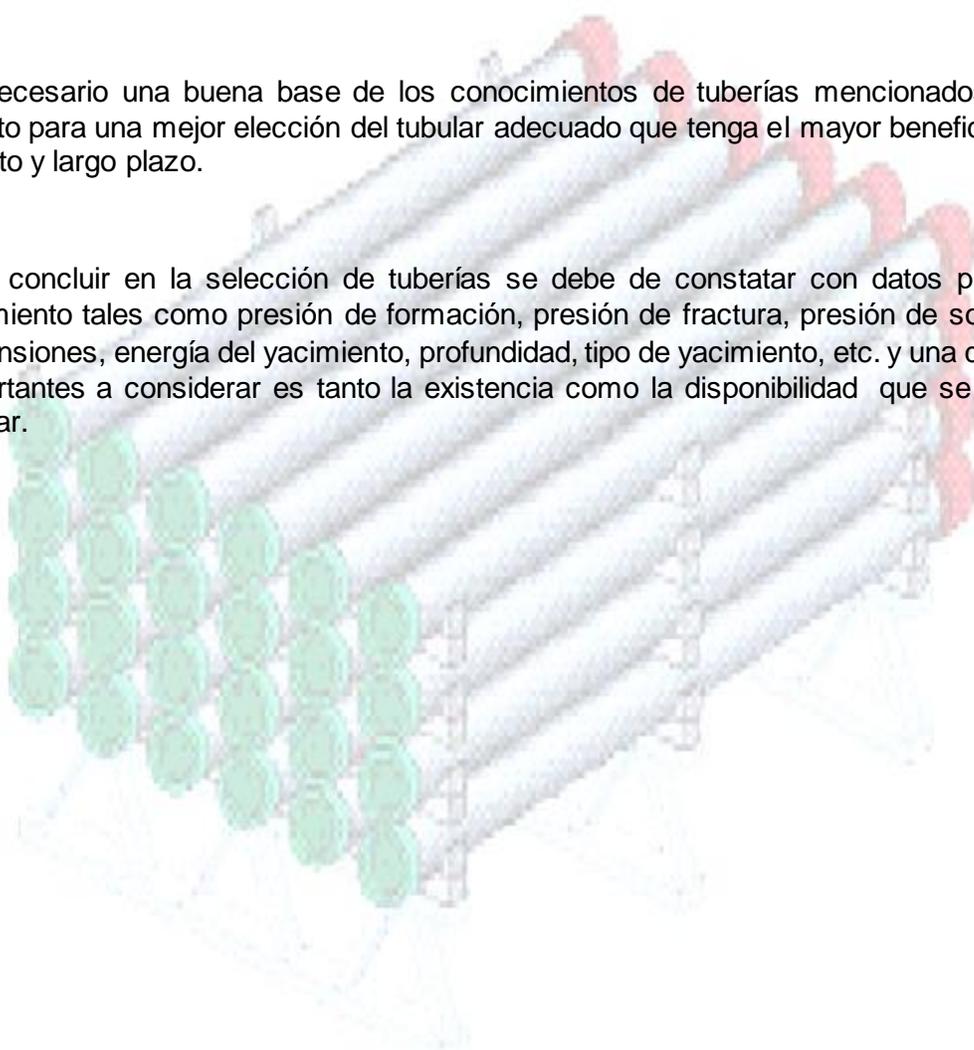
La información que se recopiló para la elaboración de esta Tesis sobre las distintas características de aleaciones y resistencia que poseen las tuberías que se emplean en la elaboración de pozos petroleros.

Los esfuerzos y ambientes a los que están sometidos dentro del pozo tienen gran importancia ya que afecta al rendimiento y la durabilidad de la tubería.

Los tubulares tienen una gran relevancia en la elaboración de pozos petroleros ya que dan soporte al agujero y conectan el yacimiento con la superficie. Para la selección de estas tuberías deben cumplir con dichas necesidades del pozo para que se eviten problemas menores o mayores en su perforación y explotación a futuro viéndose reflejados en el costo y tiempo.

Es necesario una buena base de los conocimientos de tuberías mencionados en este escrito para una mejor elección del tubular adecuado que tenga el mayor beneficio posible a corto y largo plazo.

Para concluir en la selección de tuberías se debe de constatar con datos previos del yacimiento tales como presión de formación, presión de fractura, presión de sobrecarga, dimensiones, energía del yacimiento, profundidad, tipo de yacimiento, etc. y una de las más importantes a considerar es tanto la existencia como la disponibilidad que se tenga del tubular.





GLOSARIO



Glosario

A

ADM: Air Drilling Motor la traducción de español Motor de Perforación por Aire

Apriete geométrico (Conexión): Este es un apriete que es generado en la conexión por la forma que tiene la rosca al ser empalmadas entre sí.

Arrabio: Es una mezcla del hierro que contiene gran cantidad de carbón que no se ha quemado y algunas impurezas que aún no se han podido eliminar. Esta mezcla pesa más que la escoria por lo que se queda en la parte baja del horno.

Austenítico: Tiene configuración metalográfica, también conocido como acero gama es una forma de ordenamiento específico de los átomos de hierro y carbón. Tienen una excelente resistencia a la corrosión.

B

BHA: Bottom Hole Assembly la traducción de español Arreglo de Fondo.

C

Cabezales BOP: Blow Out Preventer la traducción en español Preventor de reventones.

Calibre (Barra de acero): El calibre de una barra de acero hace referencia al grosor que tiene dicha barra.

Coefficiente de flujo Hazen Williams: Es un número adimensional del material que ayuda a calcular las pérdidas por fricción de algún fluido que fluya a través de una tubería.



Glosario

Coque: Es un combustible que se obtiene a partir de la destilación destructiva de carbones minerales. El coque sustituyó al carbón vegetal como reductor (produce y regenera los gases para la reducción de los óxidos de hierro) y fuente de energía en los altos hornos, facilitando el desarrollo de la industria del acero.

CRA: Corrosion Resistant Alloy Sleacion la traducción de español Aleación Resistente a la Corrosión.

D

Deformación elástica: Es aquel cambio que tiene en la forma del cuerpo al aplicarse un esfuerzo sobre él y al cesar el esfuerzo aplicado del cuerpo regresa a su estado original de la forma del cuerpo.

Deformación plástica: Es cuando el esfuerzo aplicado sobre el cuerpo sobre pasa el límite elástico causando cambios irreversible o permanente en el cuerpo al que fue aplicado el esfuerzo.

Desfosforizacion: Remoción de fosforo por medio de inyección de gases a través del acero fundido.

Desiliconizacion: Remoción de sílice para ello son inyectadas sustancias aleadas (son gases) a través del acero fundido.

Desulfurizacion: Remoción de azufre por medio de inyección de gases a través del acero fundido.

Detritos: Es el desgaste o descomposición de una masa sólida en partículas o fragmentos más pequeños.

E

Electromagnética (Inspección): Consta de un Bobina Electromagnética, esta inspección que el cual permite detectar pérdidas de espesor de pared causadas por erosión, abrasión, corrosión y fisuras en el material.



Glosario

Elongador (En la elaboración de tuberías): Herramienta que extiende el hueco que ha sido formado anteriormente en la barra cilíndrica, para obtener la dimensión deseada del hueco en el tubular.

Epóxico: Es un compuesto que se consigue mezclando dos productos, un catalizador y la propia resina después de la mezcla causa su endurecimiento. Es un material usado en la industria de la resina entre otros.

Escoria: Es una mezcla de impurezas que es más ligera que el acero fundido por lo tanto se encuentra en la superficie del acero fundido.

F

Fluencia (Aleación de la tubería): Es una equivalencia a la cedencia de un material.

G

Galvanizado: Recubrimiento de un metal con otro a una superficie para evitar su oxidación como puede ser el zinc.

H

HRC (Dureza de material): Hardeness Rockwell C la traducción de español Dureza en Rockwell C.

K

Ksi: Es una equivalencia de unidades a 1000 PSI.

M

Marcaje (En tuberías): Es la identificación que es colocada en un producto (en este caso una tubería) sobre sus especificaciones o características que posee con textos o códigos.



Glosario

Martensítico: Es llamado acero inoxidable altamente aleado con cromo y otros elementos, con elevado % de carbón.

Microestructuras: Son las uniones de los átomos o moléculas de los materiales según su temperatura y composición dándole ciertas propiedades y características.

Módulo de Young: Es un parámetro que caracteriza el comportamiento de un material elástico, de acuerdo a la dirección en la que se aplica una fuerza.

P

PDC: Polycrystalline Diamond Compact la traducción de español Compuesto Policristalino de Diamante.

PDM: Positive Displacement Motor la traducción de español Motor de Desplazamiento Positivo.

Pegadura: La limitación o impedimento del movimiento de la sarta de perforación. Los dos tipos principales de pegadura de tubería son: por atascamiento mecánico y por presión diferencial (Puede ser causado por lodo con alta densidad, formaciones permeables con altos filtrados, pérdida de circulación parcial o total).

PGT: Precisión Ground Thread la traducción de español Presión en la Base de los Hilo.

Planta de sintetizado: Es aquel que abastecer a los hornos de alta temperatura. Los materiales son introducidos desde los depósitos de almacenamiento, este proporciona una mezcla de los minerales necesarios así teniendo una combinación eficientemente en el horno y permiten una producción de hierro más uniforme y controlable.

R

Rebabeado: Porción de materia sobrante que se acumula en los bordes o en la superficie de un objeto cualquiera.



Glosario

Relación de Poisson: Es una constante elástica que proporciona una medida de la deformación del cuerpo (adelgaza o se engrosar) transversalmente al esfuerzo axial al que es sometido.

Rolada (Para lámina o placa): Es un proceso para la manufactura de tubos de acero, el cual consiste en un proceso continuo en el que una lámina es sometida a una serie de rodillos que le proporcionan a la tira de acero de una forma curva.

RSS: Rotary Steerable System la traducción de español Sistema Rotatorio Direccional.

S

SSS: Star Super Seal la traducción de español Súper Sello

SSSHP: Star Super Seal High Pressure la traducción de español Súper Sello de Alta Presion.

T

TAB: Threaded and Bonded la traducción de español Roscados y Conectados.

Tensiles: Es un sinónimo de Tension.

Trepanador (En la elaboración de tuberías): Herramienta que forma un hueco en una barra cilíndrica para dar forma a la tubería.

U

Ultrasonido (Inspección): Es una vibración de alta frecuencia a la de las que puede percibir el oído, es un método de inspección no destructivo aplicado a tuberías. Este método de inspección permite la detección de la pérdida de material tanto en el interior como en el exterior de la pared del tubo inspeccionado (grosor y el espacio o poros en la pared de la tubería).



BIBLIOGRAFÍA



BIBLIOGRAFÍA

1. Adam T. Bourgoyne Jr., K. K. (1986). Applied Drilling Engineering. Estados Unidos de America: The society of Petroleum Engineers Textbook.
2. Adams, N. J. (1985). *Drilling Engineering*. Estados Unidos de America: Penn Well Books.
3. Apuntes Lesson 17 Casing Desing, PETE 411 Well Drilling. (s.f.).
4. ASTM. (1996 - 2017). Obtenido de <https://www.astm.org/>
5. Boumail, A., E. Brady, M., Ferdiansiyah, E., & Kavanagh, T. (2006). *Tuberia flexible: metodos innovadores de intervencion de pozos*. Estados Unidos de America.
6. Cervera Ruiz, M., & Blanco Diaz, E. (2001). *Mecanica de Estructuras, Resistencia de materiales*. Barcelona: CPET (Center de Publicacions del Campus Nord).
7. Chareul Afghoul, A., Lima, j., Lovell, J., Tinkham, S., & Timo Staal. (2004). *Tuberia flexible: LaProxima generacion*. Huston,Texas, Estados Unidos.
8. Corporation, J. S. (s.f.). *OCTG Productos Tubulares para Paises Petroleros*. Japon.
9. *energy API*. (2017). Obtenido de <http://www.api.org/>
10. F. Byars, E., & D. Snyder, R. (1975). *Mecanica de Cuerpos deformables, Tercera Edicion*. Nueva York Estados Unidos de America: Intext Educational Publishers .



BIBLIOGRAFÍA

11. Fontenot, K. R., Lesso, B., Strickler, R. D., & M. Warren, T. (2005). *Perforacion de pozos direccionales con tuberia de revestimiento*. Huston, Texas.
12. Glass, S. F. (2007). *Tuberia de Epoxico Reforzada Con Fibra de Vidrio*. Estados Unidos de America: Star Smith Fibercast.
13. H. Ai-Arnaout, I., Brows, G., Burgos, R., & Ghani, J. (2009). *La tuberia flexible en todo su esplendor*. Texas, Estados Unidos: Oilfield Review Primavera.
14. *IADC Drilling Manual vol.:11* . (2000). Huston: Technical Toolboxes.
15. ISO. (s.f.). Obtenido de <https://www.iso.org>
16. Kyle R. Fontenot, B. L. (2005). *Perforacion de pozos direccionales con tubria de revestimiento*. Texas, Estados Unidos de America.
17. Luis, I. S. (s.f.). Tema IV Herramientas de Perforación. En *Apuntes Elementos de Perforación*. . Mexico, Facultd de Ingeniería.
18. Mexicanos, P. P. (s.f.). *MANUAL DE CAPACITACIÓN Y DESARROLLO DE HABILIDADES EN ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN Y MANTENIMIENTO DE POZOS*. Mexico.
19. Mexicanos, P., & E. y. (2000). *Un siglo de Perforacion en Mexico ; Tomo 5 Tuberias*. Mexico.
20. Mexicanos, P., P. M., & Exploracion y Produccion, P. (2000). *Un Siglo de Perforacion en Mexico. Tomo 8 Diseño de la Perforacion de Pozos*. Mexico.
21. P. M., P. M., & Exploracion y Produccion, P. (2000). *Un Siglo de Perforacion en Mexico. Tomo 5 Tuberias*.



BIBLIOGRAFÍA

22. Quandcom. (2007). *Manual de Ingeniería Edición 1*. Mexico.
23. Schlumberger. (2013). *Servicio de Intervención a Pozos, Servicios de Tubería Flexible en México*.
24. SE Secretaria de Economía. (2010). Obtenido de <http://www.2006-2012.economia.gob.mx>
25. Tamsa, T. (2006). *Manejo de roscas Premium*. Mexico.
26. Tamsa, T. (2006). *Rosca Redonda*. Mexico.
27. Tamsa, T. (2007). *Manual de uso de Casng y Tubing*. Mexico.
28. Tamsa, T. (2007). *Prontuario Octava Edicion*. Mexico.
29. Tamsa, T. (2008). *Roscas Buttress*. Mexico.
30. Tamsa, T. (2011). *Recomendaciones para la Introduccion de tuberias* . Mexico.
31. *Tenaris Tamsa*. (2003 - 2015). Obtenido de <http://www.tenaris.com>
32. Waddell, K. (2004). *Installation of Solid Expandable Tubular Systems Through Milled Casing Windows*. Texas: IADC / SPE.
33. Weatherford. (2011 - 2014). *Sistema de liner para agujero descubierto Monobore Cthe Solid Choice*). Estados Unidos de America.
34. *Weatherford*. (2017). Obtenido de <http://www.weatherford.com>